

NOTA TECNICA

PROSPETTIVE DI SVILUPPO DELLE MOLECOLE DECARBONIZZATE NELLA COPERTURA DEL FABBISOGNO DEL SISTEMA ENERGETICO PER IL 2050



NOTA TECNICA

PROSPETTIVE DI SVILUPPO DELLE MOLECOLE DECARBONIZZATE NELLA COPERTURA DEL FABBISOGNO DEL SISTEMA ENERGETICO PER IL 2050



INDICE

01	INTRODUZIONE	4
02	QUADRO NORMATIVO EUROPEO E NAZIONALE	8
	2.1. Europeo	10
	2.2. Nazionale	11
03	SITUAZIONE ATTUALE	12
	3.1. Gas naturale	14
	3.2. Gas Decarbonizzati	26
04	EVOLUZIONE AL 2040	32
	4.1. Il documento di Descrizione degli Scenari 2024	34
	4.2. Gas naturale	34
	4.3. Cattura e/o utilizzo o stoccaggio della CO ₂	35
	4.4. Biometano	36
	4.5. Idrogeno	37

05 SINTESI INTERAZIONE CON RAPPRESENTANTI DI SETTORE	38
06 TECNOLOGIE CHIAVE PER LA DECARBONIZZAZIONE	42
6.1. Tecnologie alla base della produzione dei vettori decarbonizzati	44
6.2. Sviluppo tecnologico delle soluzioni CDR (Carbon Dioxide Removal)	52
07 PROSPETTIVE DI SVILUPPO AL 2050	56
7.1. Gas naturale	58
7.2. Cattura, stoccaggio e utilizzo del CO ₂	59
7.3. Biometano	60
7.4. Il metano sintetico rinnovabile (e-CH ₄)	61
7.5. Idrogeno	61
08 CONCLUSIONI	64

01

INTRODUZIONE





01. INTRODUZIONE

Il ricorso a forme di energia basata su molecole sarà essenziale nel sistema energetico nel percorso di decarbonizzazione verso il 2050. La copertura dei consumi di energia da molecole diventa quindi un fattore chiave per assicurare sicurezza e stabilità delle forniture.

Con particolare riferimento al gas la sfida riguarda l'integrazione di diversi vettori energetici di molecole – dal gas naturale al biometano, dall'idrogeno decarbonizzato al metano sintetico – insieme a tecnologie abilitanti come la CCS. Ognuno presenta specificità e potenziali diversi: gestirne la disponibilità e la fornitura sarà determinante per un percorso di transizione e integrazione energetica efficace, sicuro e sostenibile

Il gas naturale, che oggi rappresenta un pilastro del mix energetico del paese coprendo circa un terzo dei consumi di energia primaria, anche in futuro manterrà un ruolo chiave, in particolare nei settori difficilmente elettrificabili e garantirà la sicurezza e la flessibilità del sistema energetico.

In questo contesto, l'Italia dispone di un sistema infrastrutturale del gas robusto e ben articolato, che nel tempo ha assicurato una forte sicurezza degli approvvigionamenti e una valida interconnessione con i mercati europei e mediterranei. Tale assetto potrà costituire un modello di riferimento anche per l'integrazione progressiva di nuovi vettori energetici, come il biometano l'idrogeno, fino al metano sintetico e alla CO₂ trasportata alle destinazioni di utilizzo (CCUS).

La sfida principale sarà quella di sostenere tale evoluzione attraverso un adeguato progresso tecnologico, industriale e normativo, in grado di abilitare ed integrare la produzione, il trasporto e l'utilizzo su larga scala di vettori a basse o nulle emissioni. In questo contesto sarà necessario promuovere la produzione nazionale di biometano, valorizzando le diverse matrici disponibili e garantendo la sostenibilità ambientale ed economica della filiera. Parallelamente, sarà fondamentale accelerare lo sviluppo della filiera dell'idrogeno, sia attraverso la produzione interna da fonti rinnovabili e low carbon, sia tramite l'importazione da aree a basso costo, in linea con le strategie europee (REPowerEU, Renewable Energy Directive, Clean Industrial Deal). Anche il metano sintetico potrà offrire un contributo significativo alla decarbonizzazione, grazie alla sua compatibilità con le infrastrutture esistenti e alla possibilità di essere prodotto a partire da idrogeno verde e CO₂ di origine biogenica o catturata. In questo quadro, la CCUS rappresenta una tecnologia abilitante trasversale, in grado di contribuire sia alla riduzione delle emissioni di processo ed energetiche, sia alla produzione di combustibili low-carbon, abilitando inoltre, se applicata allo stoccaggio di CO₂ biogenica (i.e. derivante dalla produzione di biometano), un sink tecnologico a bilancio di emissioni negative. La rimozione dall'atmosfera di CO₂ precedentemente emessa potrebbe risultare fondamentale in caso di sfioramento del "carbon budget" residuo, ovvero del volume massimo di emissioni che gli scienziati ritengono possa essere immesso in atmosfera prima che vi siano impatti sul clima capaci di minacciare, nel medio periodo gli ecosistemi e i loro equilibri.

Un altro punto di particolare attenzione riguarda i costi di produzione, in particolare per l'idrogeno decarbonizzato e il metano sintetico, che oggi risultano superiori rispetto ai combustibili fossili. La riduzione di tali costi, attraverso innovazione tecnologica, meccanismi di supporto ed infine economie di scala, sarà cruciale per garantirne la competitività. In questo contesto, incentivi mirati e strumenti regolatori efficaci potranno giocare un ruolo determinante per stimolare gli investimenti e accelerare lo sviluppo delle nuove filiere.

Per orientare efficacemente le scelte di policy e investimento, sarà essenziale disporre di un quadro normativo e regolatorio stabile, coerente con gli obiettivi europei e in grado di garantire certezza agli operatori ai fini del raggiungimento degli obiettivi di decarbonizzazione di lungo termine.

02

QUADRO NORMATIVO EUROPEO E NAZIONALE



2. QUADRO NORMATIVO EUROPEO E NAZIONALE

2.1. Europeo

Il quadro normativo europeo a supporto della decarbonizzazione tramite vettori energetici di molecole – in particolare CCUS, idrogeno, biometano e metano sintetico – si è rafforzato negli ultimi anni, diventando uno dei pilastri della strategia climatica dell'Unione Europea. L'obiettivo della neutralità climatica al 2050, sancito dal Green Deal Europeo, ha portato all'introduzione di strumenti normativi e regolatori volti a promuovere lo sviluppo di tecnologie strategiche e a garantire la sicurezza energetica in un contesto di transizione. I principali riferimenti normativi includono:

- Green Deal Europeo (2019): stabilisce l'obiettivo della neutralità climatica entro il 2050, riconoscendo il ruolo chiave delle tecnologie CCS e dell'idrogeno nella decarbonizzazione dei settori hard-to-abate.
- Fit for 55 (2021): pacchetto legislativo che impone una riduzione delle emissioni del 55% rispetto ai livelli del 1990 entro il 2030. Include strumenti rilevanti per i vettori molecolari: i) ETS (Reg. 2023/959): rafforzamento del sistema di scambio delle quote di emissione, con inclusione delle emissioni da CCS e idrogeno low-carbon. ii) RED III (Dir. 2023/2413): target vincolanti sull'uso di rinnovabili nei settori industriali e nei gas, con riconoscimento dell'idrogeno rinnovabile e del biometano e definizione di target di penetrazione al 2030. iii) EED (Dir. 2023/1791): obblighi di risparmio energetico anche per i vettori molecolari.
- Repower EU (2022): il piano mira ad accelerare e integrare diverse iniziative legislative. In particolare, interviene sul pacchetto "Fit-for-55" innalzando diversi obiettivi, come quello per le energie rinnovabili (dal 40% al 45%). L'idrogeno è stato identificato come uno dei sei pilastri del piano e la Commissione ha dedicato un'intera sezione del REPowerEU all'idrogeno, fissando un obiettivo indicativo e non vincolante di 10 milioni di tonnellate di produzione nazionale (pari a circa 330 TWh di energia) e 10 milioni di tonnellate di idrogeno rinnovabile importato entro il 2030. La Commissione ha inoltre sottolineato la necessità di accelerare lo sviluppo delle infrastrutture per la produzione, l'importazione e il trasporto di 20 milioni di tonnellate di idrogeno entro il 2030.
- Industrial Carbon Management Strategy (2024): documento che delinea una strategia volta alla creazione di un mercato europeo per la gestione industriale della CO₂, enfatizzando il ruolo chiave delle infrastrutture di trasporto CO₂. La strategia individua una serie di azioni da intraprendere a livello comunitario e nazionale per stabilire un mercato unico della CO₂ in Europa e per creare un ambiente più attraente per gli investimenti nelle tecnologie industriali di gestione del carbonio. La gestione industriale del carbonio si concentra su tre percorsi tecnologici principali: CCS (cattura e stoccaggio della CO₂), CCU (cattura e utilizzo della CO₂), CDR (rimozione diretta di CO₂ dall'atmosfera). All'interno della strategia sono indicati target di cattura e stoccaggio di 50 Mtpa al 2030, di 280 Mtpa al 2040 e di 450 Mtpa al 2050 in Unione Europea;
- Net-Zero Industry Act (2024): introduce obiettivi di capacità produttiva europea per tecnologie a zero emissioni nette, tra cui CCS, elettrolizzatori e biometano. Fissa target di capacità di stoccaggio della CO₂ di almeno 50 Mt/anno al 2030, con traiettorie crescenti al 2040 e 2050¹.
- Regolamento UE 2024/1787: stabilisce obblighi per la riduzione delle emissioni di metano nel settore energetico, con impatti diretti sulla gestione delle reti gas e sulla produzione di biometano.
- Hydrogen and Gas Decarbonization package (Direttiva 2024/1788, Regolamento 2024/1789): il pacchetto rappresenta un'importante revisione della Direttiva Gas 2009/73/CE e del Regolamento Gas (CE) n. 715/2009 e ha l'obiettivo di promuovere la domanda e la produzione di idrogeno rinnovabile e a basse emissioni di carbonio. La revisione proposta mira a eliminare gli ostacoli allo sviluppo di un'infrastruttura per l'idrogeno transfrontaliera ed economicamente vantaggiosa, oltre a favorire un mercato dell'idrogeno competitivo. Allo stesso tempo, si vogliono creare le condizioni ideali per il riutilizzo delle infrastrutture esistenti del gas naturale per il trasporto dell'idrogeno.

1 Articolo 23 NZIA si riferisce ad un obbligo specifico in capo ad operatori Oil&Gas. A maggio 2025 è stata pubblicata (in ritardo rispetto a tempistiche NZIA) la lista delle 44 entità soggette ad obblighi di stoccaggio secondo NZIA e definisce le quote individuali di contribuzione all'obiettivo collettivo dell'UE di 50Mtpa di capacità di iniezione entro il 2030. I produttori sono stati selezionati sulla base della loro quota di produzione di petrolio e gas nell'UE tra il 2020 e il 2023, e dovranno garantire capacità operative di stoccaggio geologico entro 31/12/2030.

- Clean Industrial Deal (2025): documento programmatico che ha l'obiettivo di rilanciare la competitività delle industrie in una prospettiva di decarbonizzazione e di forte stimolo alle soluzioni innovative. Rafforza il sostegno agli investimenti in tecnologie verdi, semplificando le regole sugli aiuti di Stato e promuovendo la competitività delle filiere CCS e idrogeno.

Il quadro europeo si configura come un sistema integrato armonizzato di normative, incentivi e obiettivi vincolanti, volto a creare un mercato unico per le tecnologie molecolari e a garantire la coerenza tra gli Stati membri nel percorso verso la neutralità climatica.

2.2. Nazionale

A livello nazionale, il Piano Nazionale Integrato per l'Energia e il Clima (PNIEC) è il documento strategico italiano che delinea le politiche e le misure necessarie per raggiungere gli obiettivi di energia e clima dell'Unione Europea entro il 2030. L'ultimo aggiornamento è stato trasmesso alla Commissione Europea a 2024 (c.d. PNIEC 2024)² e riconosce il ruolo strategico di CCUS idrogeno, biometano e metano sintetico nella decarbonizzazione del sistema energetico.

Il Decreto-legge n. 181/2023, modificato dalla Legge 11/2024, ha introdotto per la prima volta una disciplina specifica per lo stoccaggio geologico della CO₂, affidando al MASE il compito di effettuare una ricognizione normativa e individuare percorsi di sviluppo per la filiera CCUS. L'articolo 7 del decreto rappresenta il primo tassello di un quadro normativo nazionale per la CCS. In forza a tale decreto ad agosto 2025 il MASE ha pubblicato lo studio CCUS *"Analisi degli aspetti tecnici, economici e normativi funzionali allo sviluppo della filiera CCUS"*³ che fornisce un'analisi dettagliata degli aspetti tecnici, economici e regolatori funzionali a definire un quadro normativo che abiliti lo sviluppo della filiera CCUS in Italia al fine di raggiungere gli obiettivi di riduzione dei gas serra.

A giugno 2025 il Consiglio dei ministri ha approvato uno schema di disegno di legge delega per regolare CCS, idrogeno e la riduzione delle emissioni di metano. Il provvedimento, collegato alla legge di bilancio 2025–2027, prevede l'adozione di decreti legislativi entro dodici mesi. Lo schema stabilisce che le attività di trasporto e stoccaggio della CO₂, in quanto monopoli naturali, saranno sottoposte alla regolazione di ARERA, con criteri di accesso trasparenti e non discriminatori. Sono previste anche modalità di trasporto della CO₂, diverse dal trasporto mediante gasdotti.

Lo schema di disegno di legge interviene anche sulla regolazione del settore idrogeno, promuovendone lo sviluppo come vettore strategico e prevedendo misure per garantire l'accesso equo alle infrastrutture. Inoltre, dà attuazione al Regolamento UE 2024/1787 sulle emissioni di metano, rafforzando gli strumenti di monitoraggio e contenimento delle emissioni fuggitive.

Nel complesso, il quadro normativo nazionale si sta progressivamente allineando agli indirizzi europei, con l'obiettivo di colmare i vuoti regolatori esistenti e creare le condizioni per lo sviluppo di filiere industriali competitive e sostenibili. Tuttavia, per garantire l'effettiva implementazione delle tecnologie CCS, idrogeno e gas rinnovabili, sarà necessario affiancare alla regolazione anche strumenti di supporto economico e incentivi mirati, in grado di ridurre i costi delle tecnologie emergenti e stimolare gli investimenti lungo tutta la catena del valore.

2 Piano Nazionale Integrato Energia e Clima (PNIEC) inviato dal MASE e dal MIT alla Commissione Europea il 30/06/2024, declinando a livello nazionale gli obiettivi dei pacchetti legislativi europei "Fit-for-55" e "RepowerEU" (<https://www.mase.gov.it/portale/web/guest/-/clima-energia-l-italia-ha-inviato-il-pniec-a-bruxelles>)

3 Studio CCS MASE - Analisi degli aspetti tecnici, economici e normativi funzionali allo sviluppo della filiera CCUS (https://www.mase.gov.it/portale/-/carbon-capture-utilization-and-storage?p_l_back_url=%2Fportale%2Fricerca%3Fr%3Dstudio%2Bccus)

03

SITUAZIONE ATTUALE





3. SITUAZIONE ATTUALE

3.1. Gas naturale

Gas naturale nel contesto europeo

Nel 2024, la domanda gas in UE-27 è stata di 332 bcm. Mentre nella prima metà dell'anno, la ripresa della generazione nucleare francese e la crescita di idroelettrico e rinnovabili hanno portato ad un calo della domanda nel settore termoelettrico, l'ultimo trimestre del 2024 ha visto un'inversione di tendenza (+7 bcm, +7%). Temperature più rigide e bassa ventosità hanno portato infatti alla ripresa del termoelettrico (+20%) e del civile (+1%), portando ad un incremento dell'1% rispetto al 2023 e segnando una ripresa dopo 2 anni di calo.

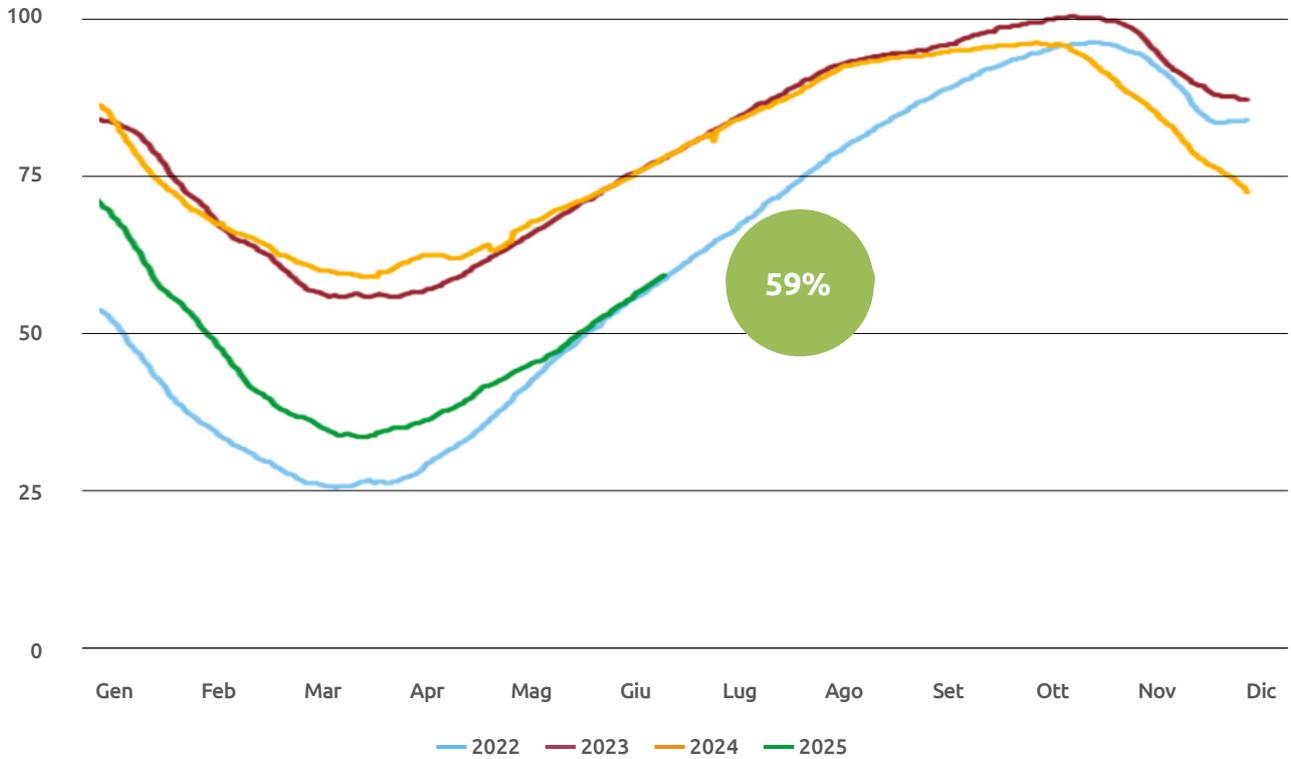
Le medesime condizioni meteorologiche si sono prolungate per tutto l'inverno 2024/25 portando nel primo semestre 2025 ad un aumento della domanda gas del 3% nei paesi top6 EU⁴. Anche in questo caso, il contributo maggiore è stato fornito dal settore termoelettrico (+14%), a bilanciare una ridotta produttività eolica e idroelettrica, e dal settore civile (+3%). Durante la stagione invernale è emerso con chiarezza il ruolo strategico della generazione termoelettrica a gas nel garantire la programmabilità e la flessibilità del sistema elettrico. In particolare, si sono registrati episodi, come il fenomeno del Dunkelflaute in Germania, in cui il crollo della produzione eolica ha reso necessario un significativo incremento della generazione termoelettrica, comportando un aumento dei prelievi di gas dagli stoccaggi che hanno confermato il loro ruolo centrale nel soddisfare la domanda invernale.

L'aumento delle fonti di produzione rinnovabile, se non accompagnato da una adeguata capacità di produzione programmabile, può aumentare la fragilità dei sistemi elettrici esponendoli a rischi sistemici come il blackout che ha colpito Spagna e Portogallo il 28 aprile 2025.

Durante l'inverno 2024/25 gli stoccaggi gas hanno giocato un ruolo fondamentale nel fornire la flessibilità necessaria a bilanciare il sistema in un contesto di elevata domanda, dovuta ad una climatica più rigida, e a limitare i picchi di importazioni via gasdotto. Il prelievo nella stagione invernale è stato di 65 bcm, superiore del 65% rispetto all'inverno precedente, coprendo circa 1/3 della domanda invernale. Tale utilizzo ha portato a concludere l'inverno con stoccaggi al 34% di riempimento, 25 punti percentuale in meno rispetto allo scorso anno.

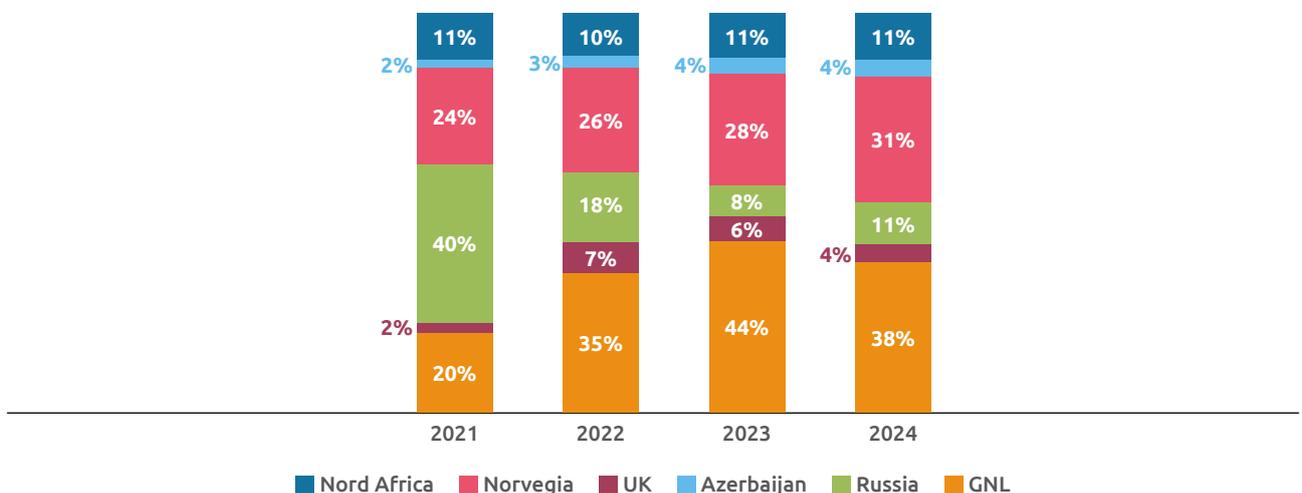
4 Nei top 6 EU sono inclusi i seguenti paesi: Italia, Germania, Francia, Spagna, Olanda, UK

Riempimento stoccaggio EU27 (%)



In termini di supply, negli ultimi anni si è assistito ad un'importante trasformazione del mix europeo. Le conseguenze del conflitto in Ucraina hanno portato l'Europa a diversificare i propri approvvigionamenti passando da una quota di forniture via gasdotto dalla Russia del 40% nel 2021 (144 bcm) all'11% nel 2024 (33 bcm). Questi flussi sono stati rimpiazzati da un incremento degli arrivi di gas via pipeline dalla Norvegia, ma soprattutto da un significativo aumento del GNL, che è passato dal 20% nel 2021 (74 bcm) al 38% nel 2024 (113 bcm), diventando la principale fonte di approvvigionamento in Europa.

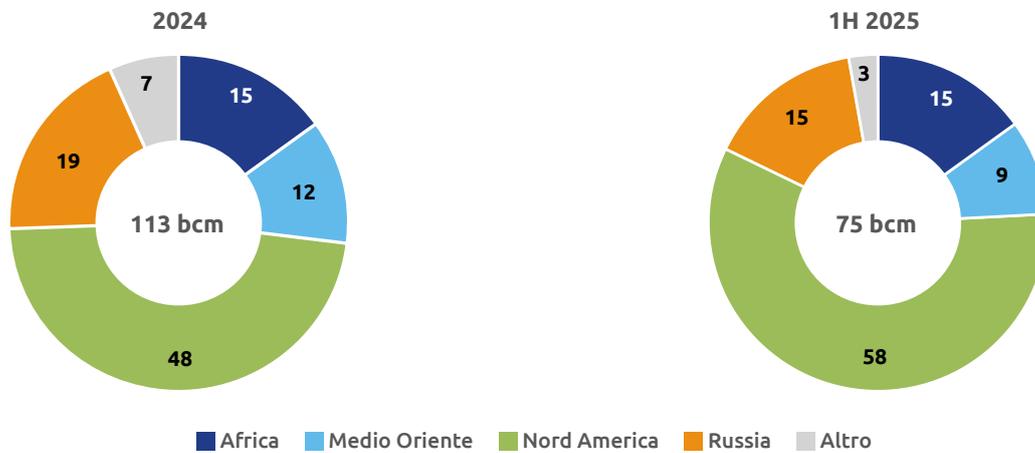
Supply Mix EU27 (%)



Nel 2024 il GNL ha subito un decremento rispetto al 2023, causato dalla domanda debole nella prima parte dell'anno e dal limitato fabbisogno di ricostituzione degli stoccaggi nella stagione estiva. Nella prima metà del 2025 il GNL ha mostrato una forte crescita coprendo il 46% del mix complessivo di importazione, grazie ad una climatica più rigida nei primi mesi dell'anno ed alla limitata crescita disponibile via gasdotto. Inoltre, dal 1° gennaio 2025 le forniture russe attraverso la rotta Ucraina sono cessate, lasciando il TurkStream come ultima rotta rimasta per l'importazione di gas via pipeline dalla Russia. Per far fronte a tale ammanco (-8 bcm nel primo semestre 2025), nonché alla maggiore domanda invernale, le importazioni di GNL sono aumentate del 21% nel primo semestre 2025 rispetto ad analogo periodo 2024.

Gli Stati Uniti si confermano il principale fornitore di gas liquefatto con il 58% di share nella prima metà del 2025, seguiti da Russia e dai Paesi del continente africano (15%).

Importazione per fonte GNL (%)

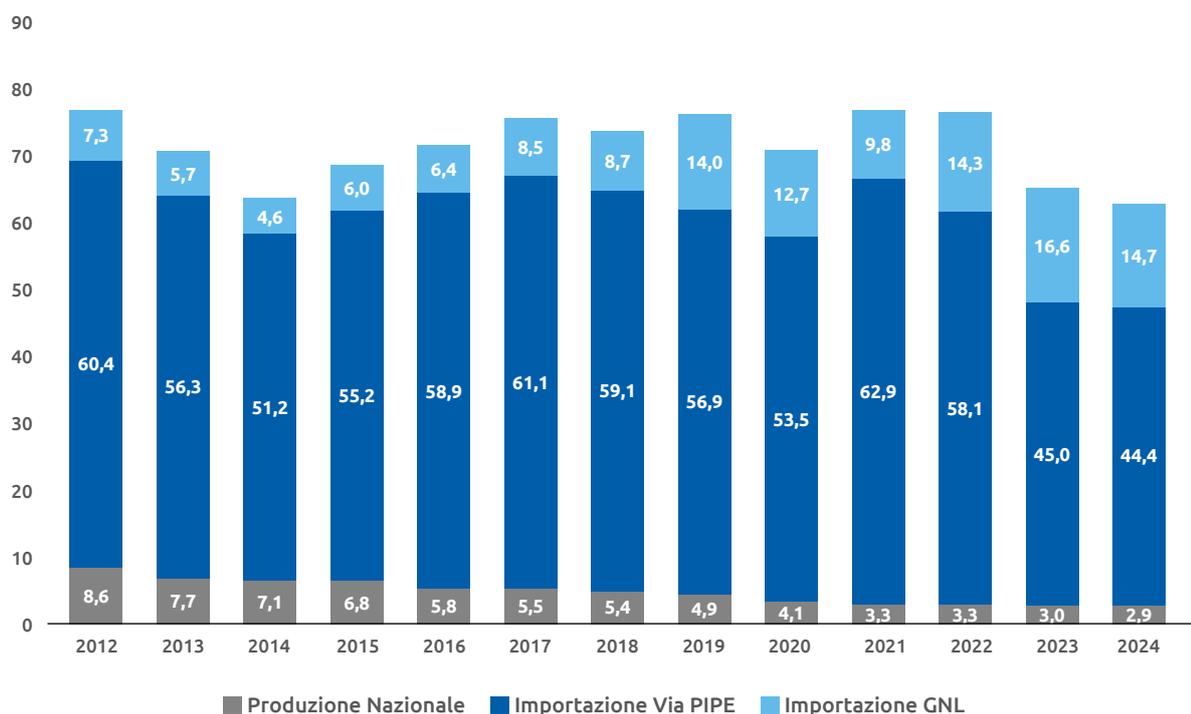


Nel primo semestre del 2025 si è registrato un incremento della disponibilità di volumi di GNL sul mercato rispetto allo stesso periodo dell'anno precedente. Tale aumento è riconducibile, da un lato, all'entrata in operatività del nuovo terminale statunitense di Plaquemines e, dall'altro, alla contrazione delle importazioni cinesi, scese ai livelli minimi dal 2022. L'espansione della supply GNL è destinata a proseguire, con oltre 300 bcm di capacità previsti in ingresso al 2030 (+50% della capacità esistente). Tale crescita sarà principalmente sostenuta dall'avvio di importanti progetti infrastrutturali negli Stati Uniti e in Qatar, i quali rappresentano circa il 70% delle iniziative attualmente in fase di sviluppo.

Gas naturale in Italia

Il gas naturale costituisce oggi circa il 36% del mix energetico del Paese con un consumo lordo nel 2024 di circa 62,2 miliardi di metri cubi ed una diffusione in tutti i settori di consumo e nella produzione termoelettrica. Il suo approvvigionamento è assicurato attraverso lo sfruttamento delle risorse nazionali, con una produzione di gas naturale, pari a circa 3 miliardi di metri cubi, che rappresenta il 5% del consumo lordo, e il ricorso all'importazione per il restante 95%, pari a circa 59 miliardi di metri cubi via tubo e via GNL.

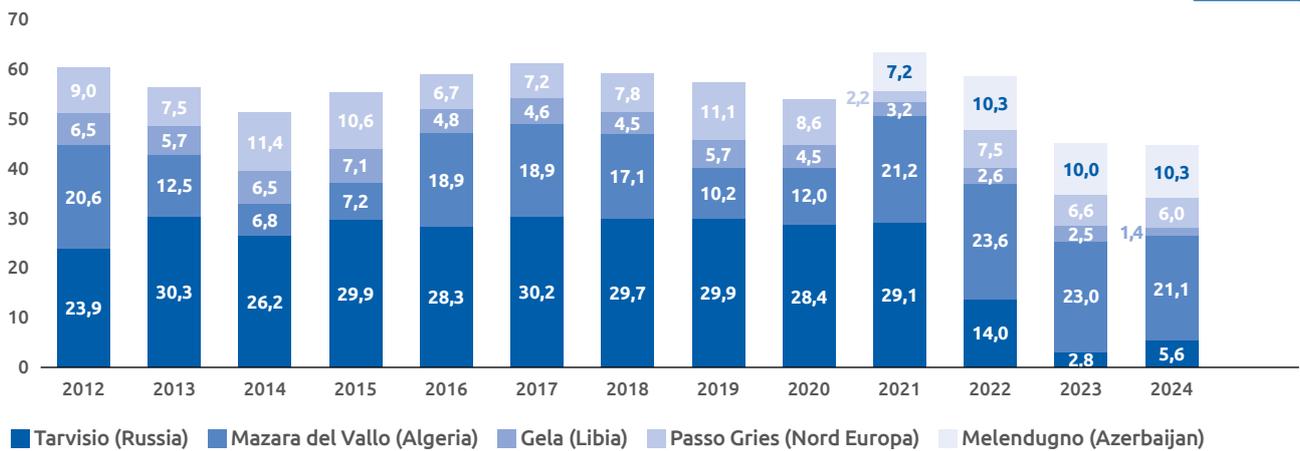
Disponibilità di gas in Italia (bcm)



Nel 2024 le importazioni via gasdotto, pari a 44,4 miliardi di metri cubi rappresentano il 75% delle importazioni totali attraverso i seguenti entrypoint:

- Mazara del Vallo (Gas da Nord Africa – Algeria): 21,1 miliardi di metri cubi
- Melendugno (gas da Azerbaijan): 10,3 miliardi di metri cubi
- Gela (gas da Libia): 1,4 miliardi di metri cubi
- Passo Gries (gas da Nord Europa): 6,0 miliardi di metri cubi
- Tarvisio (gas da Est Europa e Russia): 5,6 miliardi di metri cubi

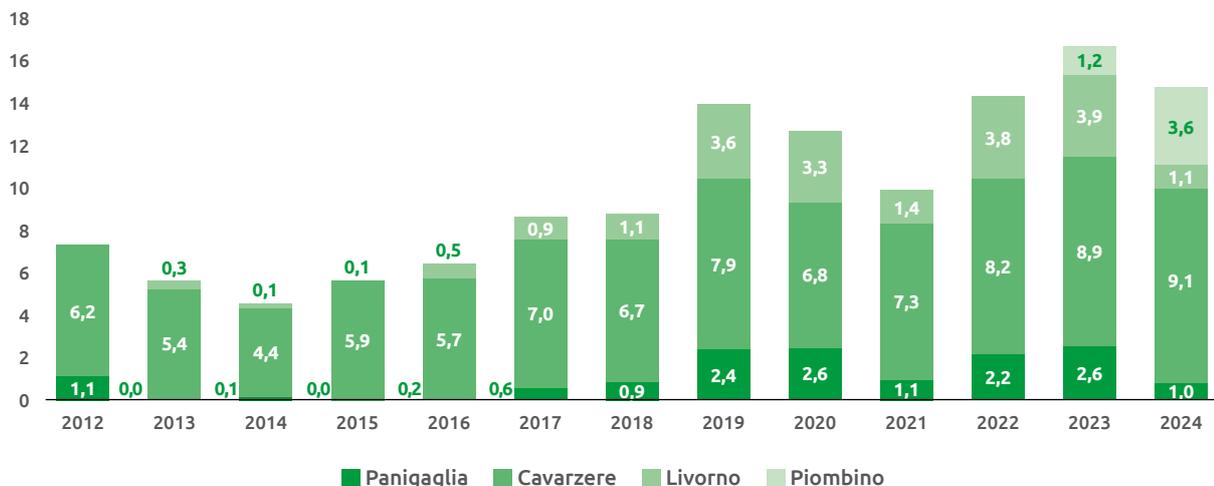
Importazione via gasdotto per entry point (bcm)



L'apporto del GNL nel 2024 è stato pari a circa 15 miliardi di metri cubi, il 25% del totale delle importazioni, assicurato attraverso i seguenti terminali di rigassificazione:

- Adriatic LNG (Cavarzere FSRU): 9,1 miliardi di metri cubi;
- GNL Panigaglia: 1 miliardo di metri cubi;
- FSRU di Piombino (FSRU): 3,6 miliardi di metri cubi;
- OLT Livorno (FSRU): 1,1 miliardi di metri cubi (in manutenzione straordinaria per circa 9 mesi del 2024).

Importazione via GNL per impianto di Rigassificazione (bcm)

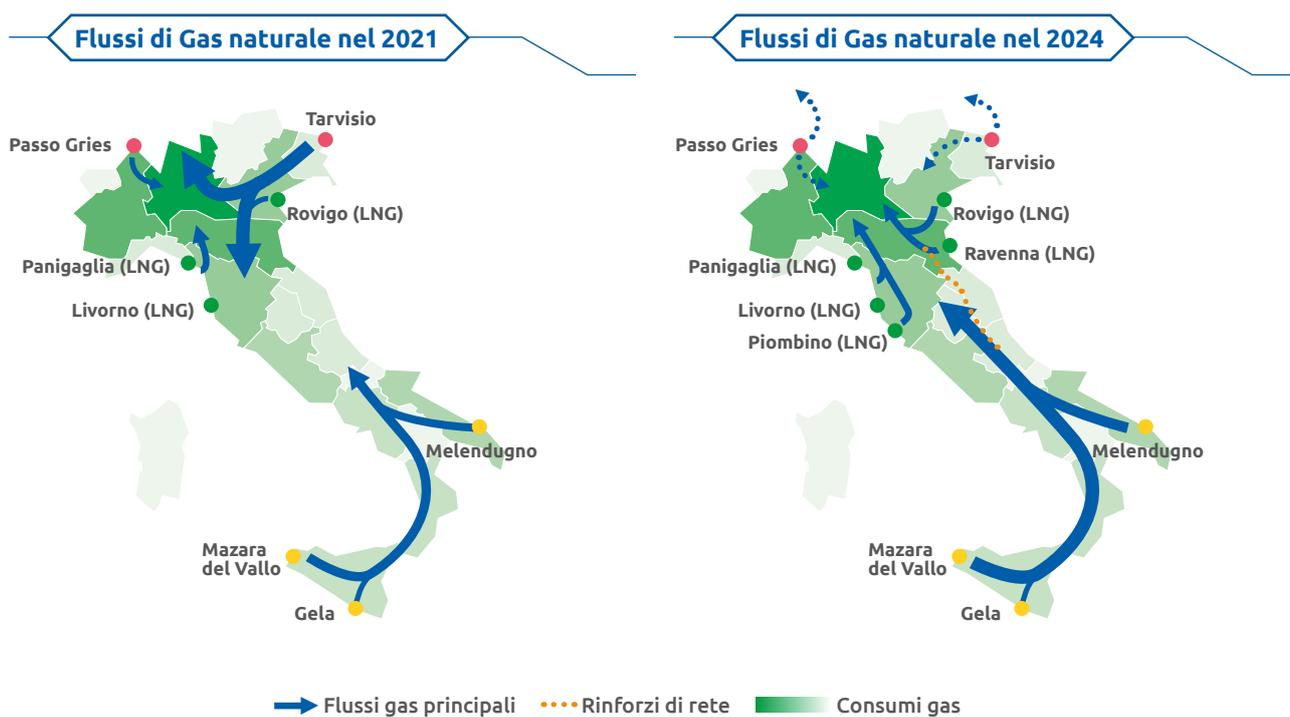


A questi terminali si aggiunge il terminale FSRU di Ravenna entrato in esercizio nel 2025, che consente di aumentare la sicurezza e la diversificazione dell'approvvigionamento del gas naturale nei prossimi anni.

Approfondimento: impatto della crisi russo-ucraina sui flussi gas e il ruolo crescente del GNL

Dopo il conflitto russo-ucraino, la configurazione delle importazioni nel sistema gas italiano ha subito una trasformazione strutturale con un'inversione dei flussi rispetto al passato. Prima del 2022, la maggior parte del gas arrivava da nord attraverso Tarvisio e Passo Gries, raggiungendo i principali centri di consumo del Nord Italia e la maggior parte dei siti di stoccaggio. Con la drastica riduzione delle forniture russe, il gas proveniente dal Sud, attraverso i punti di ingresso di Mazara del Vallo, Gela e Melendugno, ha assunto un ruolo sempre più centrale nella copertura della domanda. In questo contesto, la nuova Linea Adriatica rappresenta un'infrastruttura strategica per rafforzare la dorsale di trasporto dal sud Italia e assicurare la continuità delle forniture alle aree di consumo concentrate nel Nord Italia. La nuova infrastruttura consentirà di sfruttare appieno le rotte di approvvigionamento dal TAP e dai nuovi terminali di GNL di Piombino e Ravenna, che si aggiungono a quelli storici di Panigaglia, Livorno e Rovigo che rendono il GNL una componente strategica per la sicurezza energetica nazionale.

Le mappe allegare mostrano chiaramente questa evoluzione: nel 2021 i flussi erano dominati dalle importazioni settentrionali, mentre nel 2024 si evidenzia la prevalenza dei flussi da sud e dal centro nord (GNL), supportata dagli interventi di potenziamento infrastrutturale. Questa trasformazione ha contribuito a rafforzare la resilienza del sistema energetico italiano, riducendo la dipendenza da un'unica fonte e aumentando la sicurezza energetica in un contesto geopolitico complesso.



La presenza di una forte potenzialità di export verso il nord Europa e il potenziamento delle capacità di esportazione verso l'Austria rende inoltre possibile per l'Italia l'assunzione di un ruolo di Paese di transito per i flussi di gas dal Nord Africa e dall'Azerbaijan che possono raggiungere i mercati del nord e dell'est Europa, sostituendosi al gas russo e assicurando una maggiore diversificazione delle fonti di approvvigionamento per quelle aree dell'Unione Europea.

Nella tabella successiva sono riportati i valori delle importazioni negli ultimi 5 anni e le variazioni annuali degli ultimi 4 anni (2023 vs 2022 e 2024 vs 2023), che evidenziano la profonda trasformazione dei percorsi di approvvigionamento gas in Italia.

Flussi di import nel periodo 2020-2024 e relativo peso percentuale (in Bsmc)

Bsmc	2020	2021	2022	2023	2024	VAR % 2023 VS 2022	VAR % 2024 VS 2023
Tarvisio importazione	28,4	29,1	14,0	2,8	5,6	-80%	97%
Mazara del Vallo	12,0	21,2	23,6	23,0	21,1	-2%	-9%
Passo Gries importazione	8,6	2,2	7,6	6,6	6,0	-14%	-9%
Gela	4,5	3,2	2,6	2,5	1,4	-4%	-44%
Melendugno importazione	0,0	7,2	10,3	10,0	10,3	-3%	3%
Gorizia importazione	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	59%	-40%
Cavarzere (GNL)	6,8	7,2	8,2	8,9	9,1	8%	2%
Panigaglia (GNL)	2,5	1,1	2,3	2,6	1,0	16%	-63%
Livorno (GNL)	3,3	1,4	3,8	3,9	1,1	2%	-72%
Piombino (GNL)				1,2	3,6	n.a.	192%
TOTALE IMPORTAZIONI	66,1	72,6	72,4	61,6	59,1	-15%	-4%

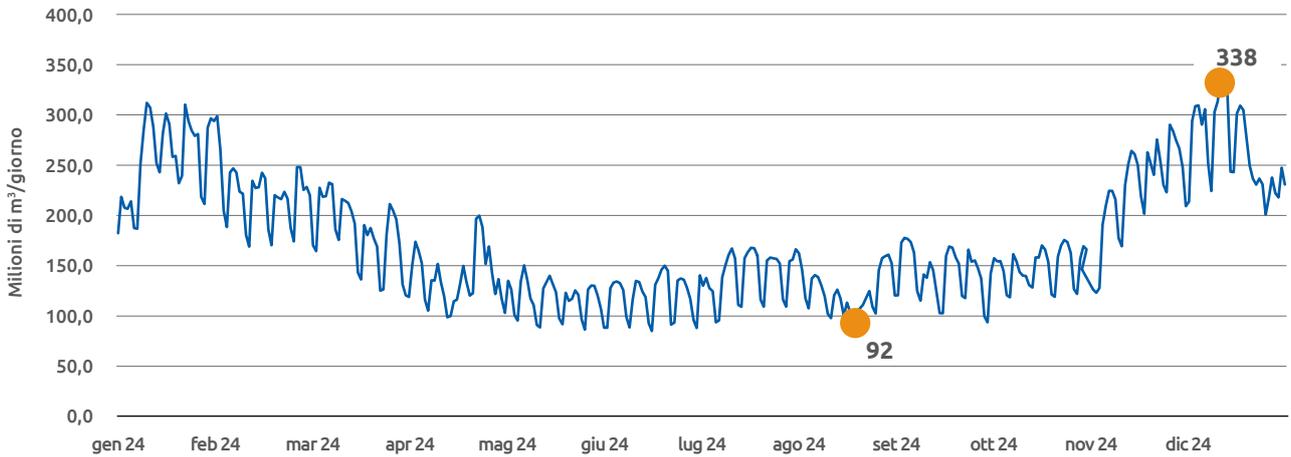
Approfondimento: analisi dell'evoluzione della domanda giornaliera di gas e della domanda di picco

La domanda giornaliera di gas è un parametro fondamentale per il dimensionamento le valutazioni di adeguatezza della rete del gas. La domanda giornaliera è caratterizzata da elevata variabilità stagionale, determinata principalmente dalla relazione tra le temperature invernali e i consumi di gas nel settore civile per il riscaldamento.

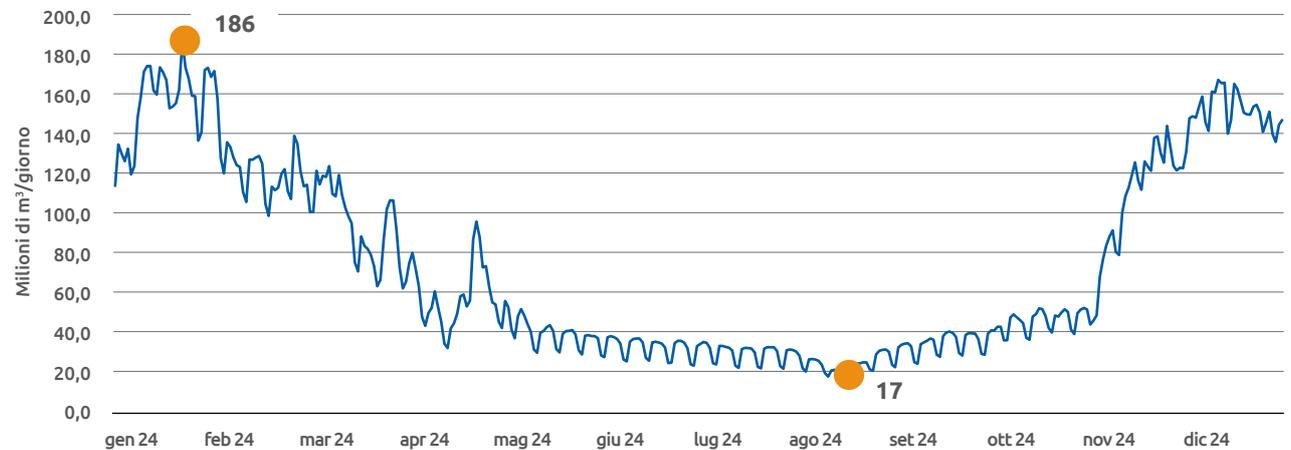
Prendendo ad esempio i prelievi giornalieri del 2024, anno con climatica normale, si osserva che tra il prelievo massimo invernale ed il prelievo minimo estivo si ha un rapporto di circa 3,7 essendo il massimo prelievo 338 Mm³/giorno ed il minimo prelievo circa 92 Mm³/giorno. Storicamente tale andamento è determinato dalla modulazione stagionale dei prelievi civili, che sono ben rappresentati dalla domanda delle reti di distribuzione, dove sempre sul 2024, si evidenzia un rapporto di 1 a 10 tra prelievo massimo invernale e minimo estivo.

Nei grafici seguenti sono riportati i volumi giornalieri prelevati sulla rete gas ed i volumi giornalieri delle sole reti di distribuzione.

Domanda giornaliera di gas totale (anno 2024)



Domanda giornaliera di gas reti di distribuzione (anno 2024)



Il rapporto tra il massimo ed il minimo prelievo è condizionato dagli eventi climatici estremi che si possono presentare nel corso dell'anno ed in particolare nel periodo invernale, quando ondate di freddo intenso causano un maggiore consumo per riscaldamento. In questi casi il rapporto tra massimo e minimo prelievo giornaliero totale può salire fino a circa 5,6. È il caso che si è presentato nel 2012 dove un'ondata di freddo eccezionale ha spinto il prelievo giornaliero a 464 Mm³/giorno. Per tale motivo nelle valutazioni di sicurezza per la copertura della domanda gas vengono considerati eventi climatici estremi con probabilità di accadimento 1/20. Rientrano in questa fattispecie sia l'ondata di freddo del 2012 sia la più recente ondata di freddo "Burian" del 2017 dove si raggiunsero i 425 Mm³/giorno a fine febbraio.

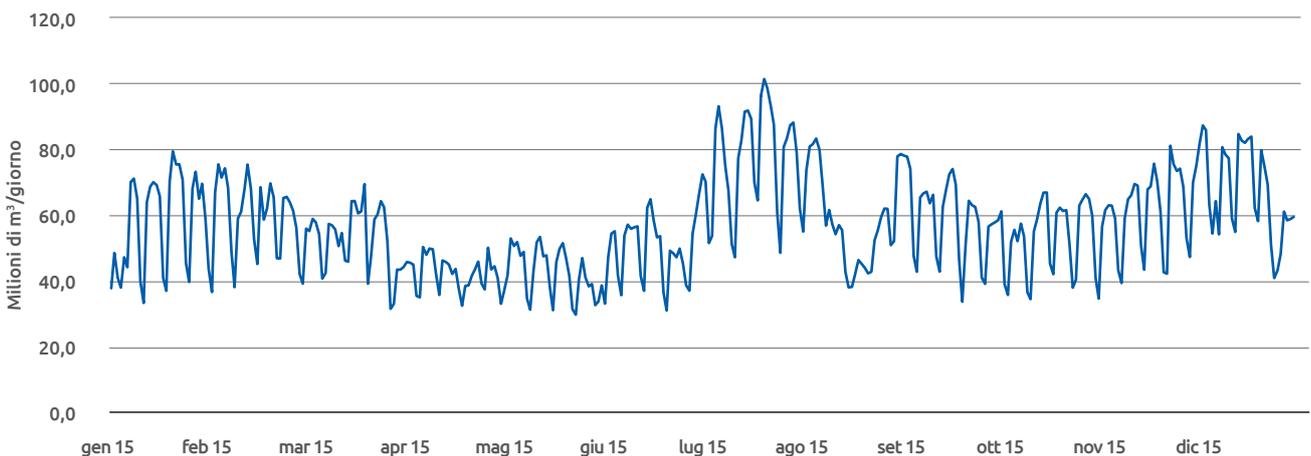
Oltre alle considerazioni legate alla variabilità della domanda gas in funzione delle condizioni climatiche, lo sviluppo della generazione elettrica da fonti rinnovabili intermittenti, come il solare e l'eolico, ha comportato un aumento significativo della variabilità dei prelievi giornalieri di gas per la produzione termoelettrica a gas. Questa dinamica è direttamente collegata all'andamento irregolare e non programmabile della produzione da rinnovabili.

Nelle valutazioni di sicurezza per la copertura della domanda gas è stato introdotto il concetto di "Dunkelflaute" che, secondo la metodologia europea, indica un periodo di 14 giorni consecutivi caratterizzati da bassa produzione eolica e fotovoltaica. Gli impatti di questo fenomeno variano in funzione della capacità rinnovabile installata e possono determinare un aumento significativo della domanda di gas per la generazione termoelettrica. Sulla base di tale metodologia si valuta che in una condizione di Dunkelflaute la punta termoelettrica è soggetta ad un ulteriore incremento che al 2030 è circa 20 Mm³/giorno per crescere fino a 40 Mm³/giorno al 2040.

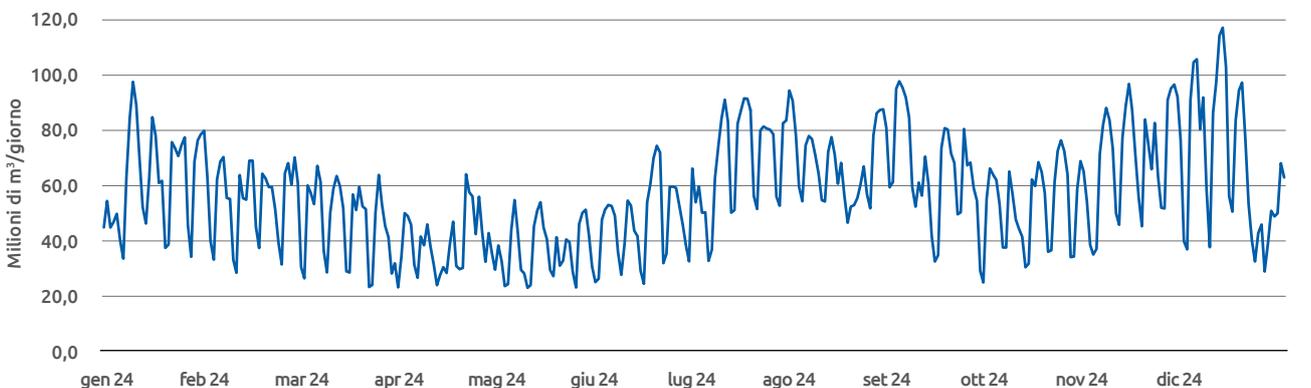
La crescente domanda di flessibilità per variabilità di produzione delle fonti rinnovabili anche su brevi periodi è offerta dal sistema termoelettrico ed in particolare dalle centrali termoelettriche a gas che hanno rapide velocità di risposta alla richiesta di produzione elettrica.

Nei grafici seguenti sono riportati i valori di prelievo giornaliero del sistema termoelettrico a gas per gli anni 2015 e 2024.

Domanda giornaliera di gas termoelettrico (anno 2015)



Domanda giornaliera di gas termoelettrico (anno 2024)

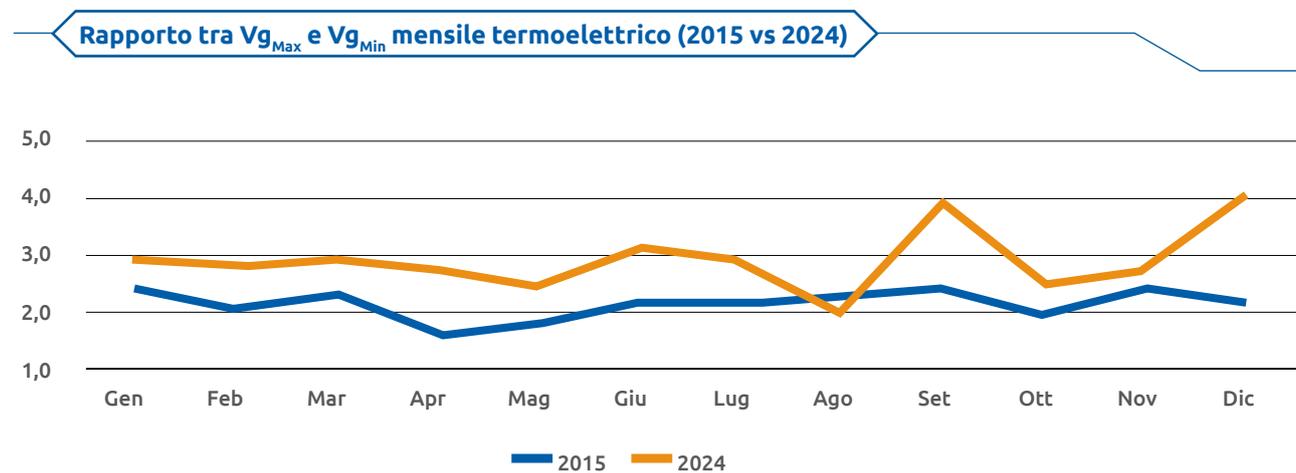


L'incremento della flessibilità richiesta è apprezzabile confrontando il rapporto tra il massimo ed il minimo prelievo giornaliero mensile nell'ultimo decennio 2015-2024 in cui si è assistito ad una crescita rilevante della produzione da rinnovabile la cui potenza installata è quasi raddoppiata passando da circa 28 GW del 2015 a circa 50 GW nel 2024.

Nella tabella seguente sono riportati i valori di potenza installata e generazione da fotovoltaico solare ed eolico per i due anni 2015 e 2024.

Vettore	2015		2024	
	Installato (GW)	Produzione (TWh)	Installato (GW)	Produzione (TWh)
Fotovoltaico	18,9	22,9	37,1	36,1
Eolico	9,2	14,8	13,0	22,1
Totale	28,1	37,7	50,1	58,2
% Produzione Eolica +Fotovoltaica su Domanda elettrica		12%		18%

Nel grafico seguente viene invece rappresentato andamento del rapporto tra il massimo ($V_{g_{max}}$) e il minimo ($V_{g_{min}}$) prelievo giornaliero di gas termoelettrico per ciascun mese dei due anni presi a riferimento



A distanza di 10 anni si riscontra un incremento del rapporto tra massimo e minimo in tutti i mesi, con l'eccezione del mese di agosto. Mediamente l'incremento è del 40%, con mesi in cui il rapporto quasi raddoppia.

Questo incremento di flessibilità richiesto alla produzione termoelettrica assume particolare valore e rilevanza soprattutto nei mesi invernali in cui la richiesta giornaliera di gas è già più elevata. Per poter garantire questa maggiore flessibilità occorre quindi assicurare la perfetta efficienza e flessibilità della rete di trasporto del gas nonché la disponibilità delle risorse di gas. I flussi di importazione, le produzioni nazionali e gli stoccaggi devono essere programmati con il necessario anticipo, al fine di tenere conto anche delle dinamiche fisiche proprie dei flussi di gas, in termini di tempo di reazione⁵, di raggiungimento dei livelli di linepack di rete ottimali e di mantenimento delle pressioni minime di esercizio.

Considerando gli scenari futuri in cui l'integrazione delle fonti rinnovabili nel mix di produzione elettrica è previsto in forte crescita e in cui la generazione programmabile offerta dal sistema termoelettrico dovrà accompagnare questa integrazione, il fabbisogno di flessibilità richiesto alla rete gas è destinato a crescere, confermando il ruolo centrale del gas nel percorso di decarbonizzazione.

Approfondimento: il ruolo dello stoccaggio per la sicurezza della copertura della domanda ed assicurazione della flessibilità

Gli stoccaggi di gas naturale in Italia rappresentano un'infrastruttura fondamentale per la sicurezza energetica e la gestione efficiente del sistema gas. Il loro ruolo principale è quello di immagazzinare gas durante i mesi estivi, quando la domanda è inferiore e i prezzi sono generalmente più bassi, per poi rilasciarlo nei mesi invernali, quando i consumi crescono in modo significativo a causa del riscaldamento. Questa funzione di modulazione stagionale è cruciale per garantire la continuità delle forniture e la stabilità del mercato.

In Italia, la capacità complessiva di stoccaggio è di circa 18,5 miliardi di metri cubi, distribuiti in dodici diversi giacimenti depletati di gas naturale. La capacità complessiva di stoccaggio è costituita dallo stoccaggio strategico, destinato a fronteggiare emergenze e interruzioni di approvvigionamento⁶ (circa 4,5 miliardi) e dallo stoccaggio di modulazione (circa 14 miliardi), utilizzato per bilanciare le variazioni giornaliere e stagionali della domanda.

Oltre alla funzione di sicurezza, gli stoccaggi svolgono quindi un ruolo chiave nella gestione della flessibilità del sistema gas, consentendo di rispondere rapidamente ai picchi di consumo (anche perché in gran parte ubicati nel nord Italia, in prossimità delle principali aree di mercato) e di stabilizzare i prezzi in un contesto di forte volatilità dei mercati internazionali.

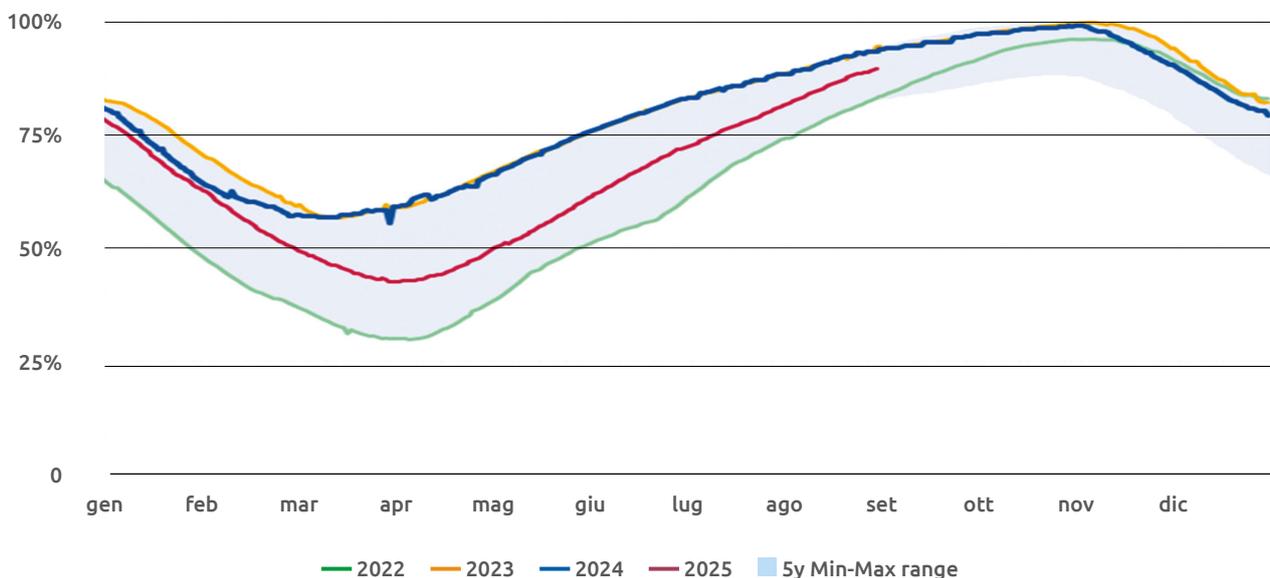
Il ruolo degli stoccaggi è storicamente cruciale per il settore civile, dove il gas è la principale fonte per il riscaldamento domestico: nei periodi di freddo intenso, la domanda può crescere in modo repentino, generando picchi che solo gli stoccaggi possono coprire in tempi rapidi, evitando interruzioni e tensioni sul mercato.

Inoltre, come visto nel paragrafo precedente, l'aumento della penetrazione delle fonti rinnovabili non programmabili nella produzione di energia elettrica comporta un utilizzo più intermittente del sistema termoelettrico ed un conseguente aumento della richiesta di flessibilità al sistema gas, che rende ancora più essenziale il ruolo dello stoccaggio nel garantire la disponibilità dei volumi richiesti e nel ridurre la distanza fisica tra la domanda e l'offerta di gas.

⁵ Ad esempio, un incremento di flusso Saf (confine tra Algeria e Tunisia) produce un incremento di disponibilità di gas a Minerbio dopo ca. 55 ore

⁶ Lo stoccaggio strategico è una riserva di gas non disponibile al mercato, utilizzabile solo su decisione del Ministero dell'Ambiente e della Sicurezza Energetica (MASE)

Infine, in relazione al suo contributo sulla stabilità del mercato, basti pensare che la capacità complessiva di stoccaggio italiano raggiunge da sola ca. 190 TWh di energia, che commisurati ad un rendimento di generazione del 50% costituiscono oltre il 25% del fabbisogno annuale di energia elettrica nazionale.



Il grafico allegato mostra l'andamento del riempimento degli stoccaggi negli ultimi anni, evidenziando una dinamica stagionale ricorrente: livelli minimi a fine inverno, seguiti da un progressivo riempimento durante la primavera e l'estate fino a raggiungere valori molto vicini al massimo riempimento in autunno. Si nota come, a partire dal 2022, in seguito alla crisi russo-ucraina e la significativa riduzione di una fonte stabile come il gas russo, il ruolo degli stoccaggi abbia accresciuto la propria rilevanza. Le iniezioni estive, anche a seguito dei provvedimenti normativi europei, sono state portate sistematicamente verso il massimo livello di riempimento per garantire la massima disponibilità durante i mesi invernali, riducendo il rischio di interruzioni e tensioni sui prezzi. Rispetto alla media storica a cinque anni, gli ultimi anni mostrano una gestione più anticipata e più repentina delle iniezioni, con livelli di riempimento superiori alla media già a fine estate, segno di una strategia orientata alla sicurezza energetica del paese.

3.2. Gas Decarbonizzati

3.2.1. Carbon Capture Utilization & Storage (CCUS)

Il PNIEC 2024 ha confermato il ruolo della CCUS quale principale leva di decarbonizzazione nei settori industriali Hard to Abate (acciaio, cemento, chimica, raffinazione, ecc.) dove le emissioni di CO₂ sono strettamente connesse ai cicli produttivi. Altri ambiti di applicazione della CCUS ricordati nel PNIEC sono gli inceneritori Waste to Energy (WtE), l'idrogeno low carbon, il settore termoelettrico, Bioenergy with Carbon Capture and Storage (BECCS) e Direct Air Carbon Capture and Sequestration (DACCS). Nel documento si è individuato un obiettivo non vincolante di cattura e stoccaggio al 2030 pari a 4 Mtpa da emettitori in Pianura Padana, sulla base del potenziale di stoccaggio nazionale e sul profilo della capacità di iniezione prevista dal 2030 al 2050 nel principale hub di stoccaggi, nonché delle modalità di trasporto della CO₂ sviluppabili via terra e via mare.

Attualmente in Italia, Eni e Snam stanno sviluppando congiuntamente il progetto Ravenna CCS, la prima iniziativa per la cattura, il trasporto e lo stoccaggio permanente della CO₂ in Italia. Il progetto si trova nella Fase 1, che ha l'obiettivo di catturare, trasportare e stoccare fino a 25 mila tonnellate per anno di CO₂ emessa dalla centrale Eni di trattamento del gas naturale di Casalborsetti, nel comune di Ravenna. Una volta catturata, l'anidride carbonica viene trasportata, attraverso condotte precedentemente utilizzate per il trasporto del gas naturale e opportunamente riconvertite, fino alla piattaforma offshore di Porto Corsini Mare Ovest per essere infine iniettata nell'omonimo giacimento di gas esaurito, dove viene stoccata a circa 3.350 metri di profondità. Terminata la Fase 1, si procederà - entro il 2030 - con la Fase 2, per la quale si prevede di stoccare fino a 4 milioni di tonnellate di CO₂ all'anno per contribuire alla decarbonizzazione dei settori hard to abate. Dal 2030 in poi, sarà possibile incrementare la portata fino a 16 milioni di tonnellate all'anno in base alle richieste provenienti dal mercato. Il progetto Ravenna CCS è anche parte del progetto CALLISTO, che ha ottenuto lo status Progetti di Interesse Comune (PCI), ai sensi del Regolamento (UE) 2022/869 sulle infrastrutture energetiche transeuropee (TEN-E)⁷.

Al fine di testare la prontezza del mercato verso la tecnologia CCS, Eni e Snam hanno lanciato nel febbraio 2024 un'indagine di mercato "Indagine sul potenziale mercato per il trasporto e lo stoccaggio di CO₂ presso il sito di Ravenna CCS" indirizzata a soggetti con siti emissivi sul territorio italiano. I siti emissivi che hanno partecipato all'indagine si sono mostrati interessati al conferimento di 27 Mton/a al 2030 nel sito di Ravenna CCS⁸.

Ad Agosto 2025 è stato pubblicato dal MASE lo studio CCUS "Analisi degli aspetti tecnici, economici e normativi funzionali allo sviluppo della filiera CCUS".

Le attività di analisi hanno visto il coinvolgimento un ampio gruppo di lavoro, composto da esperti con competenze trasversali nel settore tra cui: ARERA, GSE, ISPRA, RSE, ENEA, CESI, Università, Confindustria, operatori della filiera, società energetiche e dei settori "hard to abate". Tra le principali attività dello studio figurano la ricognizione della normativa esistente in materia CCUS a livello nazionale e in altri stati, l'analisi dei costi della filiera, la mappatura dei potenziali utilizzatori, l'analisi preliminare di alcune potenziali linee evolutive del quadro normativo, regolatorio e di incentivazione per il settore.

All'interno dello Studio condotto dal MASE sono stati valutati e quantificati gli scenari sui potenziali fabbisogni economici per l'avvio della filiera CCUS. I risultati dell'analisi evidenziano, nello scenario di costo medio atteso della filiera, un costo di sistema nell'ordine dei 200-400 mln€/anno, in funzione del livello di quota CAPEX riconosciuta in eventuali schemi in conto capitale (che si stimano poter variare da 0 a 1,8 mld€).

⁷ Lista progetti PCI e PMI 2024 (https://energy.ec.europa.eu/news/166-key-cross-border-energy-projects-published-2024-04-08_en)

⁸ Risultati indagine sul potenziale mercato di idrogeno e CCS (<https://www.snam.it/it/i-nostri-business/idrogeno/indagine-sul-potenziale-mercato-idrogeno-e-CCS.html>)

3.2.2. Biometano

Il biometano si configura come un vettore strategico per la decarbonizzazione della domanda di gas, grazie alla sua natura rinnovabile, alla compatibilità con le infrastrutture e gli usi finali attuali e alla possibilità di essere prodotto localmente valorizzando scarti organici urbani e agricoli.

Lo sviluppo della filiera del biometano in Italia ha preso slancio con il Decreto Ministeriale del 2 marzo 2018, che ha introdotto un sistema di supporto specifico per il biometano e gli altri biocarburanti utilizzati nel settore dei trasporti. Il focus del Decreto era in particolare sul biometano avanzato, ottenuto da matrici che promuovono l'economia circolare senza interferire con la produzione alimentare.

L'obiettivo principale era raggiungere una produzione annua di 1,1 miliardi di metri cubi di biometano, sufficiente a sostituire il GNL impiegato nei trasporti su strada. A tal fine, il Decreto prevedeva:

- Un incentivo economico pari a 375 euro per ogni CIC (Certificato Immissione in Consumo) riconosciuto ai soli produttori di biometano avanzato, con possibilità di maggiorazioni e *double counting* (un CIC ogni 5 Gcal di biometano prodotto, il doppio rispetto ai biocarburanti non avanzati), per un massimo di 10 anni;
- La possibilità, da parte del GSE, di ritirare anche solo una parte del biometano prodotto a un prezzo pari al 95% del valore medio mensile del gas naturale.

Grazie a questo schema, la produzione nazionale è cresciuta rapidamente: da circa 9 milioni di metri cubi nel 2017 si è passati a 440 milioni nel 2024 (pari a circa 4,8 TWh).

Ad aprile 2025 risultavano operativi 116 impianti incentivati dal DM 2018⁹, di cui 72 di nuova costruzione (*greenfield*) e 44 riconvertiti da impianti a biogas esistenti, con una capacità produttiva complessiva di circa 90 mila Smc/h, corrispondente a una producibilità massima teorica annua di 789 milioni di metri cubi.

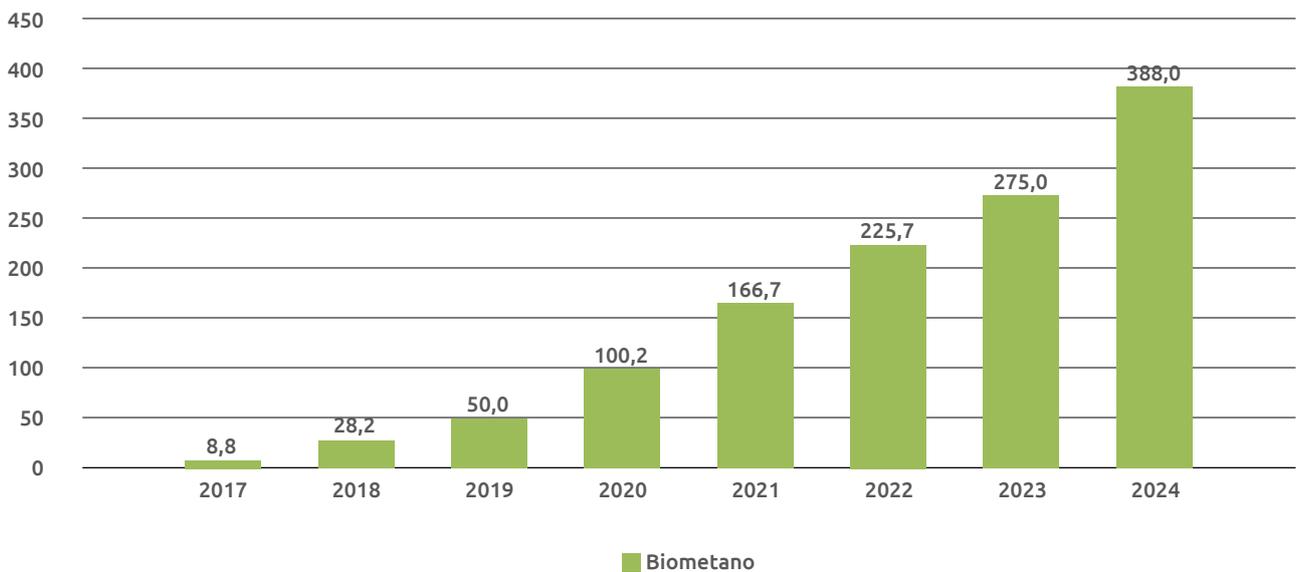
Per quanto riguarda le matrici utilizzate:

- 57 impianti (circa 50%) erano alimentati con FORSU;
- 29 (25%) con effluenti zootecnici e fanghi di depurazione;
- 24 (21%) con biomassa contenuta nei rifiuti industriali;
- 6 (5%) con altre matrici.

⁹ A fine settembre, secondo i dati pubblici disponibili su Jarvis e aggiornati mensilmente da Snam, risultavano allacciati alla rete 161 punti di immissione: 124 sulla rete di trasporto e 37 sulla rete di distribuzione.

A fine marzo 2025, risultavano inoltre 54 impianti qualificati a progetto e in attesa di realizzazione, quasi tutti *greenfield*, con una capacità aggiuntiva teorica di circa 278 milioni di metri cubi anno (pari a circa 3 TWh/anno). In totale, il DM 2018 ha quindi attivato una capacità produttiva teorica annua di circa 1,07 miliardi di metri cubi¹⁰.

Produzione di biometano (Mm³)



Per garantire continuità nello sviluppo della filiera, il Piano Nazionale di Ripresa e Resilienza (PNRR) ha stanziato 1,7 miliardi di euro a sostegno del biometano in Italia. La seconda grande spinta al settore è così arrivata grazie al Decreto Ministeriale del 15 settembre 2022, che ha ampliato il perimetro degli impianti incentivabili includendo anche quelli destinati a usi diversi dai trasporti. Rispetto al DM 2018, il nuovo Decreto ha introdotto anche un contributo in conto capitale del 40% dei costi ammissibili per progettazione e realizzazione dell'impianto (finanziati dai fondi del PNRR), oltre alla tariffa incentivante applicata alla produzione netta e garantita per 15 anni.

Il meccanismo individuato per l'accesso agli incentivi è quello delle aste competitive con offerte al ribasso rispetto ad un prezzo base. Le cinque procedure competitive tenutesi dovevano assegnare un contingente complessivo di 257 mila Smc/h di capacità, per una produzione aggiuntiva massima teorica di circa 2,3 miliardi di metri cubi anno.

Complessivamente, la capacità assegnata nelle cinque aste è stata di circa 240 mila Smc/h, pari al 93% del contingente iniziale e corrispondente a una producibilità teorica massima di circa 2,1 miliardi di metri cubi anno. Il 60% della capacità assegnata è conferibile a impianti a biogas riconvertiti (53% agricoli, 7% a FORSU), mentre il restante 40% è attribuibile a impianti agricoli di nuova costruzione.

I risultati delle aste evidenziano anche un cambiamento nella destinazione d'uso del biometano: mentre i progetti destinati al settore trasporti sono diminuiti progressivamente, quelli per altri usi sono aumentati. Complessivamente, solo il 5% degli impianti ammessi in graduatoria in tutte le procedure competitive ha dichiarato una produzione destinata al trasporto.

Poiché parte del contingente è rimasto non assegnato, l'UE ha approvato la quinta revisione del PNRR, che prevede la riallocazione di 640 milioni di euro inizialmente destinati all'idrogeno per i settori hard to abate verso il sostegno alla produzione di biometano. Queste risorse sono sufficienti per coprire finanziariamente circa 150 progetti risultati idonei nell'assegnazione degli incentivi al termine della quinta asta, ma inizialmente esclusi per esaurimento delle risorse. Il GSE potrebbe inoltre indire una sesta procedura competitiva per assegnare la parte residua del contingente.

¹⁰ GME, GSE, RIE.

Sommando gli effetti dei due schemi incentivanti (DM 2018 e DM 2022), la capacità produttiva massima teorica incentivata – considerando sia la capacità già in esercizio che quella assegnata o assegnabile – raggiunge circa 3,3 miliardi di metri cubi anno. Tuttavia, questa stima si basa su un funzionamento continuo di 8.760 ore/anno. Bisogna tenere conto del fatto che la produzione effettiva è spesso inferiore, in quanto dipende da fattori quali la disponibilità e la continuità dei feedstock, i costi di raccolta e la sostenibilità economica dei business plan. Nel 2024, per esempio, gli impianti in esercizio hanno registrato una media di circa 5.100 ore di funzionamento, pari al 58% del potenziale annuo¹¹. Questo livello relativamente basso è probabilmente riconducibile a uno shortage temporaneo di feedstock, verosimilmente legato a difficoltà nel reperimento delle biomasse. Si tratta di una criticità che dovrebbe progressivamente attenuarsi grazie a un miglioramento dell'organizzazione e dell'efficienza della supply chain.

Alla luce di questi dati, l'obiettivo del PNIEC – 5 miliardi di metri cubi di consumo di biometano al 2030 (di cui 3,9 per usi termici e 1,1 per i trasporti) – appare ancora distante. Risulta invece più raggiungibile il traguardo intermedio fissato dal PNRR, che prevede lo sviluppo di una capacità produttiva di 3,5 miliardi di metri cubi entro giugno 2026. Per colmare il divario residuo e sostenere la crescita della filiera, si rende quindi necessario il varo di un nuovo schema incentivante. In questa direzione, GSE e MASE hanno annunciato l'intenzione di avviare un nuovo ciclo di incentivi entro la fine del 2025, per l'assegnazione di ulteriori 2,7 miliardi di metri cubi anno di capacità.

3.2.3. Idrogeno

Attualmente, in Italia si consumano circa 17 TWh (1,5 Mtep)¹² di idrogeno grigio, di cui la maggior parte è prodotto e utilizzato nelle raffinerie e nell'industria petrolchimica. Il 99% del suo utilizzo è come materia prima. L'idrogeno viene prodotto da gas metano attraverso il processo di Steam Methane Reforming (SMR) o con la gassificazione di distillati di petrolio pesanti (TAR) in impianti IGCC (Integrated Gasification Combined Cycle). L'idrogeno così prodotto è utilizzato principalmente per raffinare il petrolio greggio nelle raffinerie tradizionali e per la produzione di biocarburanti nelle bio-raffinerie. Queste ultime stanno assumendo un'importanza strategica crescente nel settore: infatti attualmente in Italia vi sono due bioraffinerie (Venezia e Gela) con una capacità complessiva di bioraffinazione di circa 1,65 milioni di tonnellate all'anno¹³ (dato 2023) e sono state annunciate la conversione della raffineria di Livorno e nuovi progetti a Priolo e Sannazzaro de' Burgondi. La parte restante dell'idrogeno prodotto in Italia viene utilizzata per la produzione di ammoniaca, che a sua volta viene in gran parte utilizzata per produrre urea, un componente base per la produzione dei fertilizzanti.

In ottica di decarbonizzazione, gli attuali consumi di idrogeno grigio dovranno essere progressivamente sostituiti da idrogeno rinnovabile, oppure da idrogeno low carbon, oppure da altri combustibili rinnovabili e a basse emissioni. A livello europeo, la direttiva RED III definisce un obiettivo di incremento progressivo della quota di Renewable Fuels of Non-Biological Origin (RFNBO) dell'idrogeno totale consumato nell'industria (42% al 2030, 60% entro il 2035) e nei trasporti (1% al 2030 dei consumi finali del settore al 2030). L'idrogeno rinnovabile potrà avere prospettive di consumo, al posto del gas naturale, anche in settori nei quali attualmente non è utilizzato. Fino al 2030 l'evoluzione della domanda di idrogeno sarà guidata dagli obblighi europei della RED III¹⁴ nei settori dell'industria e dei trasporti. L'Italia ha già intrapreso un percorso per avviare il mercato dell'idrogeno, attraverso il Piano Nazionale di Ripresa e Resilienza (PNRR), tramite il quale saranno finanziati i primi progetti di produzione di idrogeno, che dovranno essere operativi entro il 2026. In questa fase si svilupperanno ecosistemi di produzione e consumo concentrati in aree confinate (c.d. Hydrogen Valleys), in grado di creare sinergie tra settori diversi, dalla mobilità all'industria. Inoltre, il PNRR prevede la costruzione di 48 stazioni di rifornimento grazie ai fondi PNRR, che ci mettono in una giusta traiettoria per soddisfare l'obiettivo della Alternative Fuels Infrastructure Regulation (AFIR).

Il PNIEC 2024 stima una domanda di idrogeno al 2030 pari a 8,3 TWh, derivante dagli obblighi europei della RED III. La stima della domanda considera i seguenti settori: industria (3,8 TWh), divisa in acciai primari e Hard To Abate, e trasporto (4,5 TWh), divisa tra mobilità e raffinazione.

11 Elaborazioni RIE.

12 Strategia Nazionale H2, par 3.1.1 (<https://www.mase.gov.it/portale/documents/d/guest/strategia-nazionale-idrogeno-pdf>)

13 Fonte ENI: <https://www.eni.com/content/dam/enicom/documents/ita/bilanci-rapporti/2023/Fact-Book-2023.pdf>

14 Directive (EU) 2023/2413 of the European Parliament and of the Council of 18 October 2023 (<https://eur-lex.europa.eu/eli/dir/2023/2413/oj/eng>)

Il documento stima altresì una capacità elettrolitica di 3 GW installata sul territorio nazionale entro il 2030 per soddisfare il 70% della domanda di idrogeno. Ad oggi, in Italia la produzione domestica di idrogeno rinnovabile RFNBO prevista per il prossimo futuro è pari a circa 2 TWh su un totale di 68 progetti, incluse 54 PNRR valleys e altri progetti rilevanti in Italia.

È previsto che il restante 30% della domanda stimata dal PNIEC sia coperta da importazioni di idrogeno da paesi terzi al 2030. A livello europeo, l'import di idrogeno è stato promosso dal Piano REPowerEU¹⁵ il quale prevede 20 Mton (666 TWh) di idrogeno rinnovabile al 2030, di cui 10 Mton da importazioni (333 TWh), 6 Mton via pipeline e 4 Mton via shipping. In questo senso, anche altre strategie nazionali di paesi europei prevedono un ruolo di rilievo per l'import a partire dal 2030: entro tale anno, ad esempio, la Germania punta a coprire dal 50% al 70% della domanda nazionale mediante importazioni¹⁶.

La strategia nazionale idrogeno pubblicata a novembre 2024¹⁷, riconosce che, grazie alla sua posizione geografica e alla rete di infrastrutture esistenti per il trasporto del gas naturale, l'Italia ha l'opportunità di diventare un gateway per l'import e l'export di idrogeno rinnovabile, mettendo in collegamento il Nord Africa con l'Europa, indicando una possibile domanda di idrogeno decarbonizzato fino a 138 TWh nel 2050. Ulteriori opportunità e sinergie possono emergere anche dagli stoccaggi di gas naturale disponibili in Italia, riconvertibili in futuro a stoccaggio di idrogeno, aumentando la sicurezza e il bilanciamento del sistema e dalla disponibilità di porti via mare per importazioni dal Mediterraneo e Medio Oriente di vettori energetici (es. ammoniaca) da convertire in idrogeno.

In questa direzione, Snam ha avviato un progetto per lo sviluppo di un'infrastruttura dedicata al trasporto di idrogeno, Italian Hydrogen Backbone, che si inserisce nel progetto europeo Southern Hydrogen Corridor, che, oltre a contribuire alla copertura della domanda italiana, favorirà i flussi di importazione di idrogeno. Il progetto con la tratta italiana del corridoio (cd. l'Italian H2 Backbone), è stato inserito nell'elenco dei Progetti di Interesse Comune (PCI), ai sensi del Regolamento (UE) 2022/869 sulle infrastrutture energetiche transeuropee (TEN-E)¹⁸. Per supportare la realizzazione dell'infrastruttura, dal 2023 è attivo un gruppo di lavoro con i tecnici dei Ministeri di Italia, Austria, Germania. Il 30 maggio 2024 è stata firmata la Dichiarazione congiunta di intenti politici tra i Ministeri competenti in tema di energia di Italia, Germania e Austria che mira a rafforzare la cooperazione per lo sviluppo del corridoio meridionale per l'idrogeno.

A gennaio 2025, i governi di Italia, Germania, Austria, Algeria e Tunisia hanno firmato a Roma una dichiarazione comune d'intenti sul SouthH2, confermando l'intenzione di proseguirne i lavori in un più ampio respiro di cooperazione internazionale.¹⁹

Inoltre, a fine 2024, Snam ha candidato il progetto di stoccaggio di Idrogeno grazie alla conversione dell'attuale campo Fiume Treste nell'ambito del processo di candidatura dei Progetti di Interesse Comune (PCI), ai sensi del Regolamento (UE) 2022/869 sulle infrastrutture energetiche transeuropee (TEN-E)²⁰. In merito. È atteso feedback ufficiale dalla commissione Europea a fine novembre 2025. Tale candidatura rientra negli enablers a supporto del progetto infrastrutturale, per continuare a lavorare sul de-risking degli stoccaggi di idrogeno dal punto di vista tecnico.

È inoltre in fase di scrutinio da parte della Commissione Europea lo schema di decreto in materia di incentivazione alla produzione e utilizzo di idrogeno proposto dal Governo italiano, per ridurre il gap di prezzo tra idrogeno rinnovabile e combustibili fossili.

15 REPowerEU Maggio 2022 (https://commission.europa.eu/topics/energy/repower_eu_en)

16 Germany National Hydrogen Strategy (<https://www.bundeswirtschaftsministerium.de/Redaktion/EN/Hydrogen/Dossiers/national-hydrogen-strategy.html#:~:text=The%20import%20strategy%20complements%20Germany's,to%20be%20imported%20from%20abroad.>)

17 Strategia Nazionale Idrogeno 2024 (<https://www.mase.gov.it/portale/-/idrogeno-presentata-la-strategia-nazionale-piu-scenari-per-la-sua-diffusione>)

18 Lista progetti PCI e PMI 2024 (https://energy.ec.europa.eu/news/166-key-cross-border-energy-projects-published-2024-04-08_en)

19 https://www.esteri.it/it/sala_stampa/archivionotizie/comunicati/2025/01/idrogeno-cinque-stati-firmano-dichiarazione-per-proseguire-lavori-corridoio-meridionale/

20 Lista progetti PCI e PMI 2024 (https://energy.ec.europa.eu/news/166-key-cross-border-energy-projects-published-2024-04-08_en)

04

EVOLUZIONE AL 2040



4. EVOLUZIONE AL 2040

4.1. Il documento di Descrizione degli Scenari 2024

Il Documento di Descrizione degli Scenari (nel seguito DDS 2024)²¹, pubblicato a settembre 2024, rappresenta il risultato delle attività svolte da Snam e Terna ai sensi delle delibere 654/2017/R/eel e 689/2017/R/gas. Il DDS 2024 contiene gli scenari energetici di riferimento propedeutici alla predisposizione dei Piani di Sviluppo (PdS) delle reti di trasmissione e di trasporto nei settori dell'energia elettrica e del gas naturale a livello nazionale.

In questo contesto Terna e Snam hanno sviluppato scenari per l'orizzonte temporale 2030 – 2040, in particolare il documento contiene:

- Scenari che raggiungono i target di *policy*.
 - al 2030 uno scenario PNIEC Policy (coerente con il PNIEC 2024)
 - al 2035 e al 2040 due scenari in linea con l'obiettivo net zero 2050 e con gli scenari elaborati a livello europeo dagli ENTSOs (ENTSO-E e ENTSOG)²².
- Scenari contrastanti (elaborati al fine di valutare l'impatto delle infrastrutture pianificate su scenari differenti come richiesto dalla regolazione vigente):
 - al 2030, 2035 e 2040 uno scenario PNIEC Slow, rappresentativo di una transizione più lenta (rispetto agli scenari di *policy*) verso i target di decarbonizzazione.

Per quanto riguarda l'anno target 2040, il DDS 2024 ha elaborato due ipotesi di evoluzione del sistema energetico Distributed Energy Italia (DE-IT) e Global Ambition Italia (GA-IT) che sono coerenti alle storyline degli analoghi scenari elaborati a livello europeo dagli ENTSOs.

Maggiori informazioni e dettagli sono rintracciabili all'interno del DDS 2024 disponibile sui siti di Snam e Terna. I seguenti paragrafi illustrano brevemente lo sviluppo del settore civile negli scenari contenuti nel DDS 2024, ovvero nell'orizzonte temporale 2030 – 2040, rappresentando un punto di partenza per l'evoluzione del settore civile nel decennio seguente.

4.2. Gas naturale

Il gas naturale avrà un ruolo strategico nel mix energetico italiano anche nei prossimi decenni, in un contesto di progressiva decarbonizzazione e crescente penetrazione delle fonti rinnovabili. Alla luce degli scenari futuri che prevedono un significativo incremento del contributo delle fonti rinnovabili al mix elettrico, la generazione programmabile garantita dal sistema termoelettrico a gas sarà chiamata a svolgere un ruolo sempre più rilevante nel supportare l'integrazione delle rinnovabili. Di conseguenza, la necessità di flessibilità assicurata dalla rete del gas è destinata ad aumentare, confermandone la centralità anche in un contesto orientato alla decarbonizzazione.

Nonostante le politiche di efficienza soprattutto nel settore residenziale e la conseguente riduzione dei consumi, il fabbisogno di gas sarà significativo al 2040 e al 2050, rendendo cruciale il tema della copertura della domanda e della sicurezza degli approvvigionamenti.

Attualmente, circa il 90% del fabbisogno nazionale è coperto da gas proveniente dall'estero, sia tramite gasdotti sia sotto forma di GNL, e questa quota continuerà a rappresentare la principale fonte di approvvigionamento anche al 2040.

21 Documento di descrizione degli scenari (c.d. DDS 24) – <https://www.snam.it/it/media/news-e-comunicati-stampa/news/2024/documento-descrizione-scenari-snam-terna-2024.html>

22 Relativamente agli scenari ENTSOs (pubblicati a fine maggio in versione draft) sono state considerate le informazioni più aggiornate disponibili durante la realizzazione del presente DDS 2024.

La produzione nazionale di gas naturale è prevista in aumento nel breve periodo grazie all'avvio ad agosto 2024 della produzione nei giacimenti di Argo e Cassiopea al largo delle coste siciliane, con volumi immessi stimati di 1,5 GSm³ annui. Grazie a questo contributo, la produzione nazionale si attesterà su circa 4 GSm³ annui, per poi ridursi dopo il 2030 fino a raggiungere 1,5 GSm³ annui nel 2040 (a meno di nuove scoperte e contemporanea variazione della legislazione vigente in senso esplorativo).

La crescita della produzione domestica, nonostante l'incremento dei volumi di biometano immesso in rete, è molto lontana dall'incidere in modo significativo sulla dipendenza del sistema italiano dalle importazioni, che continueranno ad essere la fonte primaria di copertura della domanda nazionale. La dipendenza dalle importazioni, sia via gasdotto che sotto forma di GNL, espone il mercato italiano alle volatilità sperimentate negli ultimi due anni e che si prevede si manterranno anche in futuro, pur se con valori inferiori.

Elemento comune a tutti gli scenari di offerta è l'inversione dei flussi storici di approvvigionamento, che ha portato ad un sistema gas strutturalmente dipendente dai punti di importazione del sud Italia e dai terminali GNL, due dei quali (Livorno e Piombino) insistono sulla stessa direttrice di trasporto da sud (dorsale tirrenica).

L'Italia per collocazione geografica e diversificazione delle rotte di approvvigionamento ha l'opportunità di svilupparsi a potenziale gateway Europeo del gas, contribuendo alla sicurezza energetica dei Paesi interconnessi a nord.

Gli scenari di approvvigionamento presi a riferimento per la valutazione dei progetti del Piano sono coerenti con le previsioni di offerta del "Documento di Descrizione degli Scenari 2024" pubblicato da Snam e Terna a settembre 2024.

4.3. Cattura e/o utilizzo o stoccaggio della CO₂

Il ruolo della CCUS (Carbon Capture, Utilization and Storage) è centrale per la decarbonizzazione dell'industria nei settori più energivori e nei processi produttivi cosiddetti hard-to-abate. In questi ambiti, le emissioni non derivano solo dal consumo energetico, ma sono intrinseche alle trasformazioni chimico-fisiche dei processi stessi, per le quali non esistono ad oggi alternative tecnologiche mature alla cattura e allo stoccaggio della CO₂ emessa. È il caso, ad esempio, della produzione del cemento, dove circa due terzi delle emissioni provengono dalla calcinazione del calcare,

Un ulteriore elemento chiave per la sostenibilità economica e l'efficienza dei progetti CCUS è la possibilità di sfruttare economie di scala, in particolare di tipo logistico. Una volta catturata, la CO₂ deve essere trasportata verso gli impianti di utilizzo o verso i siti di stoccaggio geologico. In questo contesto, la disponibilità di una rete di trasporto dedicata e la vicinanza ai giacimenti di stoccaggio diventano fattori critici. L'importanza delle economie di scala anche per le infrastrutture di trasporto è alla base del concetto di "CCUS Hub", come evoluzione di una prima fase di sviluppo dell'industria che vedrà alcuni collegamenti "point-to-point" tra gli emitters più maturi e i siti di stoccaggio. In un "CCUS Hub", più soggetti industriali geograficamente prossimi si aggregano per condividere le infrastrutture di trasporto per il collegamento verso i siti stoccaggio, riducendo i costi unitari e aumentando la competitività economica della tecnologia rispetto ad altre soluzioni di decarbonizzazione.

La CCUS assume un ruolo fondamentale anche negli scenari energetici al 2040 elaborati nel Documento di Descrizione degli Scenari 2024 da Snam e Terna. In tali scenari, la CCS contribuisce a raggiungere una riduzione delle emissioni del 78% rispetto ai livelli del 1990, con volumi di CO₂ catturata compresi tra 34 e 40 milioni di tonnellate all'anno. Questo contributo è essenziale per il raggiungimento degli obiettivi di neutralità climatica e per il contenimento del riscaldamento globale entro 1,5°C, come riconosciuto anche nel PNIEC 2024, che attribuisce alla CCS un ruolo indispensabile già a partire dal 2030. Analogamente, la strategia italiana di lungo termine sulla riduzione delle emissioni di gas serra²³, pubblicata nel 2021, evidenzia che per raggiungere la neutralità carbonica al 2050 sarà difficile prescindere da sistemi di cattura e stoccaggio della CO₂, con un fabbisogno stimato fino a 40 Mton/anno, anche se tale valore dipenderà dall'evoluzione del sistema economico e dalla capacità di assorbimento naturale.

23 https://www.mase.gov.it/portale/documents/d/guest/lts_gennaio_2021-pdf

Alla luce di queste prospettive, diversi operatori industriali del settore energetico stanno già ponendo attenzione al tema. Per testare la prontezza del mercato verso la tecnologia CCS, Eni e Snam hanno lanciato nel febbraio 2024 l'“Indagine sul potenziale mercato per il trasporto e lo stoccaggio di CO₂ presso il sito di Ravenna CCS²⁴”, rivolta a soggetti con siti emissivi sul territorio italiano. L'indagine ha raccolto manifestazioni di interesse non vincolanti per volumi pari a 34 Mton/anno di CO₂ conferibili al 2040, confermando l'importanza attribuita alla CCS da parte del tessuto industriale italiano, in particolare nei settori hard-to-abate, termoelettrico e waste-to-energy.

4.4. Biometano

Negli scenari di policy del DDS 2024, la domanda complessiva di biometano si attesta su un valore pari a circa 10,4 miliardi di metri cubi al 2040. Insieme al metano sintetico e all'idrogeno verde (si veda il paragrafo successivo), il biometano costituisce parte di un mix di gas rinnovabili e low-carbon che può contribuire in modo sinergico alla decarbonizzazione del sistema gas.

La distribuzione settoriale della domanda identificata nel DDS 2024 mostra una forte presenza nell'industria, dove si sostituisce parzialmente al gas naturale, anche nei processi ad alta temperatura, e nei trasporti, in particolare nel trasporto pesante su gomma e via mare. Anche il settore civile registra una domanda significativa, a supporto degli obiettivi di decarbonizzazione del riscaldamento.

Il raggiungimento di questi volumi sarà subordinato alla capacità di attivare filiere locali efficienti, di semplificare i processi autorizzativi, di garantire un quadro regolatorio favorevole e promuovere l'integrazione tra vettori energetici, in particolare con l'idrogeno, per massimizzare le sinergie infrastrutturali e tecnologiche.

In termini di copertura, la produzione nazionale di biometano tramite digestione anaerobica risulta potenzialmente in grado di soddisfare quasi interamente la domanda prevista al 2040. Il contributo più rilevante è atteso dalle colture intercalari ottenute tramite sequential cropping, seguite da effluenti zootecnici, residui agricoli e FORSU. A questi si aggiunge il potenziale produttivo derivante dalla gassificazione termochimica, che tuttavia si prevede venga utilizzata solo in maniera marginale entro il 2040, trattandosi di una tecnologia ancora caratterizzata da costi elevati. Considerando il basso livello di sfruttamento del patrimonio forestale nazionale, è ragionevole ipotizzare che i residui forestali primari possano rappresentare la biomassa destinata ad alimentare i primi impianti di gassificazione realizzati dopo il 2030.

Analogamente al biometano, il metano sintetico rappresenta un'alternativa al gas naturale, in quanto può essere immesso direttamente nelle reti esistenti e utilizzato per gli stessi scopi con le stesse attrezzature negli usi finali. L'e-CH₄ è un combustibile rinnovabile di origine non biologica (i.e., Renewable Fuel of Non-Biological Origin, RFNBO), prodotto attraverso processi di metanazione che combinano idrogeno rinnovabile, ottenuto per via elettrolitica (sia domestico che importato), con CO₂ biogenica recuperata da diverse fonti. Tra queste, le più rilevanti e convenienti sono le unità di upgrading degli impianti di produzione di biometano, che offrono CO₂ a basso costo.

24 Risultati indagine sul potenziale mercato di idrogeno e CCS (<https://www.snam.it/it/i-nostri-business/idrogeno/indagine-sul-potenziale-mercato-idrogeno-e-CCS.html>)

4.5. Idrogeno

Una valutazione sulla possibile penetrazione dell'idrogeno al 2040 e sulla relativa copertura è stata sviluppata nell'ambito del DDS 2024, come già evidenziato nei capitoli precedenti. Negli scenari di policy, la domanda di idrogeno verde in Italia al 2040 si colloca in un intervallo compreso tra 68 TWh e 92 TWh. La distribuzione settoriale mostra una forte concentrazione nei trasporti, nell'industria e nella produzione di combustibili sintetici. Il settore civile, pur rimanendo marginale, evidenzia potenziali di crescita. Gli scenari rappresentati sono compatibili con la traiettoria delineata nella Strategia Nazionale per l'Idrogeno pubblicata dal MASE a novembre 2024 che delinea lo scenario di sviluppo al 2050.

Per soddisfare la domanda prevista, sarà essenziale lo sviluppo di un'offerta integrata che combini produzione domestica, sia da fonti rinnovabili che low-carbon, con importazioni strategiche, supportate da un'infrastruttura di trasporto capillare e interconnessa. Una quota importante dell'approvvigionamento sarà legata alla produzione di idrogeno verde da elettrolizzatori connessi alla rete elettrica, localizzati prevalentemente nel Sud Italia dove la disponibilità di fonti rinnovabili consente una maggiore competitività dei costi. Al 2040, la produzione domestica da elettrolisi è stimata in circa 18 TWh, segnando un netto incremento rispetto al 2030.

Tuttavia, tale produzione non sarà sufficiente a coprire l'intera domanda, rendendo necessarie importazioni comprese tra 50 TWh e 73 TWh, a seconda dello scenario analizzato. In questo contesto, il progetto SouthH2 Corridor, descritto nel paragrafo precedente, riveste un ruolo strategico per la copertura della domanda al 2040, non solo italiana ma anche dei Paesi limitrofi.

Al fine di cogliere le prospettive di sviluppo del mercato, è inoltre stata lanciata da Snam a febbraio 2024 "Indagine sul potenziale del mercato dell'idrogeno²⁵". All'iniziativa hanno partecipato 101 aziende, tra produttori, consumatori e prosumer italiani ed esteri. Sul lato della domanda si evidenzia un forte interesse da parte dei settori hard-to-abate, con consumi medi annui pari a 19,8 TWh nello stesso periodo. Tali volumi risultano coerenti con gli obiettivi europei²⁶, in particolare quelli relativi alla penetrazione dei carburanti sostenibili nel settore dell'aviazione (e-SAF). I risultati mostrano volumi di produzione dichiarati pari a 10,8 TWh nel periodo 2031-2040.

La stessa indagine di mercato ha evidenziato un potenziale interesse per l'esportazione di circa 52 TWh verso Austria e Germania nel periodo 2031-2040, confermando il ruolo dell'Italia come gateway energetico nel Mediterraneo e come snodo infrastrutturale per il mercato europeo dell'idrogeno.

25 Risultati indagine sul potenziale mercato di idrogeno e CCS (<https://www.snam.it/it/i-nostri-business/idrogeno/indagine-sul-potenziale-mercato-idrogeno-e-css.html>)

26 Impact assessment per la definizione dei Target 2024 EU identifica dei target idrogeno a livello europeo di 20 - 35 Mtpa al 2040 a seconda dello scenario considerato

05

SINTESI INTERAZIONE CON RAPPRESENTANTI DI SETTORE



5. SINTESI INTERAZIONE CON RAPPRESENTANTI DI SETTORE

La presente nota tecnica è stata elaborata a seguito di incontri con rappresentanti del settore della copertura gas e CCS provenienti da associazioni e istituzioni di riferimento. I contributi raccolti hanno riguardato in particolare le prospettive di sviluppo dei vettori molecolari – biometano, idrogeno, metano sintetico – e della tecnologia CCS, con riferimento alle sfide infrastrutturali, regolatorie e di mercato che ne condizionano l'evoluzione. Nel caso specifico della presente nota, sono stati consultati:

- Politecnico di Milano
- Comitato Italiano Biogas (CIB)
- Fondazione Bruno Kessler
- Proxigas
- CCS Association
- H2IT
- ENEA
- RSE

Nell'elaborazione delle presenti note tecniche, il coinvolgimento degli attori chiave della filiera energetica è stato valutato positivamente, evidenziando l'importanza di un approccio di sistema che integri le diverse componenti del settore. È emersa, in particolare, la necessità di disporre di modelli di simulazione e strumenti di analisi di scenari energetici, in grado di esplorare le possibili soluzioni e supportare la definizione di percorsi efficaci per il raggiungimento degli obiettivi di lungo termine.

Dal confronto è emersa la necessità di un approccio integrato per la transizione energetica, che consideri sia le traiettorie tecnologiche sia le condizioni abilitanti. È stato sottolineato il ruolo strategico dei gas rinnovabili, in particolare biometano e idrogeno, e l'importanza di analizzarne l'impiego nei diversi settori, con particolare attenzione all'industria hard-to-abate, per cui le soluzioni di decarbonizzazione saranno definite in funzione sia della sostenibilità economica che della fattibilità tecnica.

Un altro tema centrale è stato lo sviluppo delle tecnologie di cattura e stoccaggio della CO₂ (CCS), considerate essenziali sia per la gestione delle emissioni industriali legate all'uso di gas naturale, sia per i processi industriali difficilmente elettrificabili.

Infine, è stato ribadito che il raggiungimento degli obiettivi richiede un quadro regolatorio e di incentivi chiaro, stabile e di lungo termine, capace di favorire gli investimenti e lo sviluppo delle filiere garantendo al contempo una visione di sistema che assicuri la produzione, la distribuzione e l'integrazione delle diverse soluzioni energetiche.

06

TECNOLOGIE CHIAVE PER LA DECARBONIZZAZIONE



6. TECNOLOGIE CHIAVE PER LA DECARBONIZZAZIONE

6.1. Tecnologie alla base della produzione dei vettori decarbonizzati

In un orizzonte di lungo periodo, il settore gas vedrà la progressiva affermazione di un mix articolato di tecnologie in grado di integrare una pluralità di vettori energetici e gas decarbonizzati (biometano, idrogeno e metano sintetico) nelle infrastrutture esistenti e/o di nuova realizzazione. La transizione energetica, caratterizzata dall'assenza di una tecnologia "vincente" e da variabilità dei driver (mercato, normativo, etc.), impone flessibilità tecnologica per la progressiva decarbonizzazione del comparto gas, valorizzando le sinergie tra le diverse filiere. Le soluzioni tecnologiche disponibili - biologiche, termochimiche ed elettrochimiche - si configurano come asset in grado di incrementare l'energia a disposizione del sistema energetico nel suo complesso, potendo indirizzare la produzione verso il vettore più efficiente o strategico in funzione dell'uso, della disponibilità locale di risorse (biomasse, CO₂, energia elettrica da rinnovabili) e delle esigenze del sistema energetico.

Nella seguente tabella sono riportate, per ciascun vettore gas decarbonizzato, le principali tecnologie produttive di lungo periodo, rimandando nei prossimi paragrafi i dettagli delle tecnologie più rilevanti.

Vettore	Tecnologia di produzione	Tipologia di processo	Stato tecnologico
Biometano	Biologico/ catalitico	Commerciale	
	Gassificazione biomasse solide + upgrading	Termochimico / catalitico	In sviluppo
Idrogeno pulito	Elettrolisi (idrogeno verde)	Elettrochimico	Commerciale
	Gassificazione di biomassa per produzione H ₂ (idrogeno verde)	Termochimico + CCS	In sviluppo
	Reforming del biogas	Termochimico	In sviluppo
	Steam Methane Reforming + CCS (idrogeno blu)	Termochimico + CCS	Commerciale
	Autothermal Reforming + CCS (idrogeno blu)	Termochimico + CCS	Commerciale
	Pirolisi del metano (idrogeno turchese)	Termochimico	In sviluppo
Metano sintetico	Fotoelettrolisi / fotocatalisi/ fermentazione fotobiologica	Elettrochimico / fotochimico/ biologico	Ricerca e sviluppo
	Natural hydrogen / stimulated natural hydrogen	Geo-biologico/elettrochimico/ termochimico	Ricerca e sviluppo
Metano sintetico	Metanazione H ₂ a partire da CO/CO ₂ derivante da: - Gassificazione materiali diversi da biomasse - CO ₂ catturato e/o rimosso (industrie/DAC) - CO ₂ biogenica	Catalitico	In sviluppo
	Fermentazione idrogenotrofica (metanazione biologica)	Biologico	In sviluppo

6.1.1. Biometano

Digestione anaerobica biomasse e upgrading

La digestione anaerobica è un processo biologico in assenza di ossigeno che degrada sostanze organiche in biogas, una miscela gassosa di metano (50–60%), CO₂ (40–50%) e quote minime di impurezze quali H₂S, NH₃, H₂O, N₂, O₂, silossani, composti organici volatili e di una componente chiamata digestato²⁷. La configurazione impiantistica dipende da diversi fattori, tra cui il feedstock utilizzato, stabilità operativa (produzione in continuo vs disponibilità biomasse), obiettivi energetici e riutilizzo del digestato.

Tipologia di feedstock

Il feedstock si classifica in base all'origine di provenienza e composizione. In particolare, un dato interessante è fornito dalla percentuale di porzione solida sul totale del feedstock (ST):

- FORSU (frazione organica del rifiuto solido urbano, oltre 30% ST);
- Fanghi di depurazione (2–8%);
- Residui agro-industriali (10–20% ST);
- Liquami zootecnici (tipicamente 2–6% ST).

Soluzione impiantistica e fasi processo

Il feedstock utilizzato incide sulla scelta impiantistica: in base al contenuto di porzione secca del feedstock si distinguono tre principali tecnologie.

Processo ad umido: processo applicato quando il contenuto di solidi totali del feedstock è molto basso (ST 5–10%), ottenuto diluendo il feedstock con acqua o percolati di ricircolo. Viene utilizzato tipicamente con FORSU o fanghi di depurazione, previa triturazione o depurazione da inerti (vetro, metalli, plastiche) e diluizione. Rappresenta una tecnologia consolidata (deriva dagli impianti fanghi reflui) e garantisce una buona miscelazione e controllo di temperatura e pH. Richiede tuttavia elevati volumi di acqua e fermi impiantistici per la pulizia dei materiali pesanti che tendono alla sedimentazione.

Processo a semi-secco: processo con contenuto solidi (ST) 15–20%, senza eccessiva diluizione, adatto a FORSU e residui agro-industriali. Trai vantaggi vi è la minore diluizione e di conseguenza una ridotta gestione d'acqua. Tuttavia, il feedstock presenta una viscosità superiore al wet, comportando sforzi meccanici e consumi energetici maggiori per garantirne il corretto rimescolamento.

Processo a secco: rappresenta il processo con il maggior contenuto di solido (ST 25–40%), ragion per cui è senza diluizione (o minima solo in casi particolari).

Tecnologia tipicamente applicata a FORSU da raccolta differenziata e verde, che si adatta bene a reattori a flusso a pistone (plug-flow). La miscelazione del feedstock avviene per ricircolo effluente o iniezione di biogas. La sua alta viscosità rende però il processo più difficile, e può comportare il rischio di acidificazione, con la necessità di controllo e monitoraggio del pH.

Riguardo alla digestione anaerobica del feedstock, si distinguono quattro processi: idrolisi, acidogenesi, acetogenesi e metanogenesi, che possono avvenire secondo un processo ad una fase (single stage) o doppia (two fase).

La digestione a singola fase, standard per la maggior parte degli impianti, si caratterizza per costi (Capex) contenuti, semplicità impiantistica e gestione più semplice. Tuttavia, in caso di accumulo di acidi grassi volatili, questo tipo di processo può portare al rischio di inefficacia degli agenti metanogeni.

²⁷ Il digestato viene opportunamente trattato per ridurre il contenuto di azoto, al fine di rispettare le normative vigenti. Il digestato, opportunamente trattato con processi particolari processi, può essere riutilizzato come fertilizzante e ammendate del terreno.

Nel processo a due fasi vi è una separazione fisica tra il processo di idrolisi e acidogenesi (pH 4–5, tempi di digestione 2–3 giorni) dalla metanogenesi (pH 7–8, e tempi di digestione di 20–22 giorni). I principali vantaggi riguardano il controllo del pH e un ambiente più stabile per gli agenti metanogeni. In compenso, i costi impiantistici (CAPEX) a fronte di una resa in termini di quota di CH₄ prodotto solo leggermente superiore al processo a singola fase, sono più elevati.

Riguardo alla configurazione del reattore, le principali quattro soluzioni tecnologiche adottate sono:

- **CSTR (Completely Stirred Tank Reactor)**

Si tratta di un reattore cilindrico o orizzontale, chiuso, dotato di sistemi di miscelazione continua per mantenere il contenuto omogeneo. Adatto a substrati liquidi o semidensi (fanghi, FORSU diluita, codigestione con liquami), garantisce un controllo di temperatura, pH e nutrienti.

Tra gli svantaggi: maggior necessità di manutenzione e problemi di sedimentazione di materiali pesanti e galleggiamento di schiume, che richiedono opportuni sistemi di controllo.

- **Plug-flow**

Reattore tubolare o cilindrico orizzontale, dove il substrato avanza come un pistone senza miscelazione completa. Il substrato entra in testa e avanza lentamente verso l'uscita spinto dal nuovo substrato. Tipico per substrati densi (25–40% ST).

- **Batch (reattore discontinuo)**

Reattore riempito con materiale ad alto ST e chiuso per un ciclo completo di fermentazione fino al suo svuotamento a fine ciclo. Si tratta di una configurazione semplice ma con produttività non costante.

Riguardo alla ricerca, nel corso degli ultimi anni, il settore ha implementato alcuni sviluppi tecnologici di particolare interesse. Più precisamente:

- La codigestione, ossia la possibilità di utilizzare feedstock con caratteristiche diverse: effluenti zootecnici (con bassa concentrazione organica e rapporto tra la quantità di carbonio/azoto basso) combinati assieme con materie come FORSU, scarti agro-industriali o residui vegetali (che presentano rapporti tra la quantità di carbonio e azoto alto). In questo modo è possibile incrementare del 10–30% la quota di metano prodotta, assicurando inoltre una gestione più efficace della componente azotata degli scarti (in particolare dell'ammoniaca), riducendo i problemi legati al suo smaltimento. Infine, utilizzando questa tecnologia, è più semplice garantire un approvvigionamento costante di feedstock tutto l'anno;
- L'integrazione tra digestione anaerobica e aerobica. I vantaggi di una tale configurazione risiedono nella capacità di produrre contestualmente energia (biogas) e compost di qualità con la riduzione di sostanze organiche di scarto (e.g.: ammoniaca).

Tecnologie di Upgrading

Il processo di upgrading è funzionale a separare la quota di metano contenuta nel biogas dalla componente di anidride carbonica (che per natura è biogenica). Il metano così estratto garantisce caratteristiche chimico-fisiche compatibili con l'immissione in rete gas. Le principali tecnologie sono:

- **Water scrubbing:** si tratta di una tecnologia che prevede il passaggio del biogas a pressioni di 6-10 bar e temperature di circa 40°C in un reattore in controcorrente con acqua, assicurando l'assorbimento della componente di CO₂ e dei composti solforati (H₂S);
- **Physical Absorption** (Assorbimento con solventi): prevede l'utilizzo di solventi (e.g.: metanolo), raggiungendo una purezza del biometano del 96–98,5% e perdite di metano inferiori al 2%;
- **Separazione con membrane:** sistemi in colonne gas-gas o gas-liquido, in grado di raggiungere una purezza del metano superiore al 92%;
- **Pressure Swing Adsorption (PSA) / Vacuum Swing Adsorption (VSA):** processo chimico basato su tecniche a adsorbimento. Le componenti di CO₂, N₂, O₂, H₂O sono catturate mediante setacci molecolari o carbone attivo ad alta pressione, rigenerati riducendo la pressione. I sistemi PSA consentono purezza CH₄ tra 96% e 98%;
- **Cryogenic Separation** (Separazione criogenica): il biogas viene raffreddato a basse temperature per condensare la CO₂ e separarla dal metano. Grazie a questa tecnica, si raggiungono purezze di CH₄ > 97 %, con limitate perdite (< 1–2%).

Tecnologia	Purezza CH ₄	Perdite CH ₄	Energia richiesta	Vantaggi	Svantaggi
Water Scrubbing	> 96%	2–8%	~3–6 % dell'output energetico	Semplice, costo contenuto	Alta acqua, inefficiente energetica, CO ₂ residuale. Permangono particelle di azoto e ossigeno
Physical Absorption	96–98,5%	< 2%	Per pressione e riscaldamento	Alta purezza, bassa perdita CH ₄	Necessario uso solventi
Membrane	≈92 % (in alcuni casi oltre ≥ 96%)	< 1%	Solo elettrica, no energia termica	Nessuna chimica, compatto	Pretrattamento necessario per eliminare H ₂ S, sensibilità a contaminanti residuali
PSA / VSA	96–98%	2–4%	Per compressione e colonne	Alta selettività e facilmente compatibile con qualità gas in rete	Complessità, adsorbenti sensibili
Cryogenic	> 97%	< 1–2%	Molto elevata (raffreddamento)	Purezza elevata	Costosa (CAPEX/OPEX), elevato consumo energetico

Produzione di biometano da gassificazione termochimica di biomasse solide

La gassificazione termochimica rappresenta una tecnologia avanzata con cui è possibile produrre biometano a partire da biomasse solide non adatte alla digestione anaerobica, tipicamente lignocellulosiche.

La biomassa subisce un primo trattamento di essiccazione (per ridurre l'umidità a valori inferiori al 15-20%) e tritatura in modo da ottenere una dimensione di biomassa adatta al processo di gassificazione.

Successivamente, la biomassa viene portata a una temperatura di combustione compresa tra 800°-1000°C all'interno di un ambiente controllato (il reattore) per quantità di ossigeno e aria al fine di favorire la produzione di gas di sintesi (syngas), ossia un mix di CO, H₂, CO₂ e CH₄ (oltre a tracce di ceneri, catrami, acidi azotati e solforati).

Il processo successivo è la purificazione del syngas per la rimozione di cenere e impurità.

Il syngas purificato è così idoneo alla fase di metanazione, che può avvenire sia per via biologica che per via termochimica.²⁸

Come per la digestione anaerobica, l'ultima fase è il processo di upgrading, analogo a quello della digestione anaerobica, con il quale si ottiene biometano.

²⁸ Si rimanda al paragrafo successivo per maggiori dettagli sul processo di metanazione biologica e termochimica.

6.1.2. Idrogeno

Elettrolisi

L'elettrolisi dell'acqua è un processo elettrochimico che scompone l'acqua (H_2O) nei suoi gas componenti, l'idrogeno (H_2) e l'ossigeno (O_2), facendo passare una corrente elettrica attraverso di essa.

Il processo inizia con il trattamento dell'acqua, che varia a seconda della fonte idrica. Questo può includere processi come la filtrazione a sabbia, la filtrazione UF/UV, la desalinizzazione, l'addolcimento, la demineralizzazione, il degassaggio e altro ancora. L'acqua purificata fluisce nell'elettrolizzatore, dove la corrente elettrica la separa in gas idrogeno e ossigeno. Quando viene applicata l'elettricità, il gas idrogeno si forma al catodo e il gas ossigeno all'anodo, grazie al movimento degli ioni nell'elettrolita. L'elettrolisi dell'acqua si divide in processo a (i) bassa temperatura e (ii) alta temperatura.

L'elettrolisi dell'acqua a bassa temperatura opera tipicamente a temperature inferiori a $100^\circ C$ e comprende due tipologie principali: l'elettrolisi alcalina e l'elettrolisi a membrana a scambio protonico (PEM). Entrambe queste tecnologie risultano mature, con TRL 9. Altre tecnologie, come le membrane a scambio anionico, stanno anch'esse entrando nel mercato, sebbene per ora su scala minore.

Nell'elettrolisi alcalina, una soluzione acquosa alcalina funge da elettrolita, permettendo il trasporto ionico tra gli elettrodi.

L'elettrolisi PEM utilizza un elettrolita polimerico solido e opera con efficienze e densità di corrente leggermente superiori rispetto all'elettrolisi alcalina.

Un'altra tecnologia in sviluppo è l'AEM (Anion Exchange Membrane), una soluzione innovativa per la produzione di idrogeno verde tramite la scissione dell'acqua. A differenza delle tecnologie PEM (Proton Exchange Membrane) e alcaline tradizionali, l'AEM combina i vantaggi di entrambe: utilizza membrane polimeriche che conducono anioni (come OH^-) e consente l'uso di catalizzatori non nobili, riducendo i costi. Le sfide di questa tecnologia sono legate a stabilità e durata dei materiali e alla dimostrazione a scala.

L'elettrolisi dell'acqua ad alta temperatura, in particolare quella che utilizza celle elettrolitiche a ossidi solidi (SOEC), è un metodo in cui l'acqua (sotto forma di vapore) viene scissa in idrogeno e ossigeno a temperature comprese tra $500^\circ C$ e $900^\circ C$. Questo processo sfrutta le proprietà uniche dei materiali a ossidi solidi, che diventano altamente iono-conduttivi a temperature elevate, facilitando un'elettrolisi efficiente. A differenza dell'elettrolisi dell'acqua a bassa temperatura, l'elettrolisi dell'acqua ad alta temperatura non è ancora una tecnologia ampiamente diffusa, e ha una maturità tecnologica leggermente inferiore, con un TRL 8.

All'anodo, si formano ioni ossigeno che rilasciano elettroni, mentre al catodo, le molecole d'acqua consumano questi elettroni, formando gas idrogeno e ioni ossigeno. Gli ioni ossigeno migrano quindi attraverso l'elettrolita a ossido solido verso l'anodo, completando il circuito. Questo processo è guidato dall'applicazione di una corrente elettrica, e le alte temperature operative migliorano la cinetica della reazione e la conduttività ionica, portando a efficienze più elevate.

Uno dei principali vantaggi dell'elettrolisi dell'acqua ad alta temperatura è la sua capacità di integrarsi con fonti di calore esterne, riducendo così l'energia elettrica necessaria per l'elettrolisi da circa 52 kWh/kg per gli attuali stack a bassa temperatura a circa 40 kWh/kg .

Dopo la produzione, l'idrogeno deve essere essiccato, purificato, raffreddato e potenzialmente compresso. L'ossigeno e il calore, che sono sottoprodotti, possono essere rilasciati o valorizzati.

		Alcalino	PEM	SOEC	AEM
Maturità	Taglia sistema [MW]	20	10	~1	<1
Prestazioni e dimensioni	Area cella [m ²]	<4	<1	<0.1	<0.1
	Max pressione	<30	20-30	<10	20-30
	Efficienza sistema [% LHV]	60	55	80	60
	Temperatura esercizio [°C]	60-80	50-80	700-800	70-80
	Comprovata durabilità stack	>80000	80000	30000	20000
Flessibilità	Carico Minimo [%]	10-40	10-20	0-10	0-10
	Tempo risposta	Secondi	Millisecondi	Secondi	Secondi
	Tempo avvio a freddo [min]	<60	<20	>300	<60
Materiali	Contenuto metalli nobili [g/kW]	0-0.2	0.5-0.7	0	0

Pirolisi

Il processo di pirolisi è una decomposizione termica del gas naturale in idrogeno e carbonio solido. A livello di bilancio di massa, per ogni tonnellata di metano si producono circa 250 kg di idrogeno e 750 kg di carbonio.

La reazione è endotermica, e l'energia necessaria per la reazione può provenire da varie fonti. L'idrogeno prodotto è senza emissioni di CO₂, se il carbonio solido viene sequestrato o riutilizzato.

Le condizioni di reazione richiedono temperature anche superiori ai 1000°C per decomposizione termica in assenza di catalizzatori, raggiungendo fino ai 2000°C per tecnologia basate su torce al plasma. In presenza di opportuni catalizzatori le temperature possono abbassarsi verso gli 800°C.

Tra le principali sfide per questa tecnologia si trovano: le reazioni secondarie (ovvero la formazione di idrocarburi e composti aromatici policiclici), la purificazione del gas, necessaria per ottenere idrogeno puro, e la gestione del carbonio solido che può causare incrostazioni o blocchi nei reattori.

SMR gas naturale + CCS

Lo Steam Methane Reforming (SMR) è la tecnologia più diffusa per la produzione di idrogeno: consiste nella reazione tra vapore acqueo e gas naturale, con generazione di idrogeno e monossido di carbonio. La reazione è fortemente endotermica e favorita alle alte temperature. Infatti, le temperature di processo raggiungono valori di 900-950°C in presenza di catalizzatori, tipicamente a base di nickel. La miscela di gas di CO e H₂ generata dalla reazione viene poi raffreddata per le reazioni di *water gas shift* (WGS) che trasforma CO in CO₂ e successiva rimozione di quest'ultimo mediante processi di cattura pre-combustione.

Dal processo si ottengono due correnti distinte di CO₂: una di processo, più concentrata, e una, più diluita, derivante dai bruciatori che forniscono il calore alla reazione. La cattura della corrente concentrata è tecnicamente più semplice e più economica di quella derivante dai sistemi di riscaldamento, ma, al fine di raggiungere il più alto tasso di cattura della CO₂ (circa il 90% o superiore), entrambe le correnti di CO₂ devono essere catturate. Gli impianti SMR esistenti, se dotati di tecnologia di cattura del carbonio solo nel flusso di gas di processo, raggiungono un tasso di cattura del carbonio di circa il 60%. Pertanto, applicare la cattura del carbonio nell'SMR implica una progettazione industriale complessa.

Lo sviluppo tecnologico sta evolvendo verso l'elettrificazione del calore necessario alla reazione in modo che solamente la CO₂ di processo (più concentrata) sia da catturare e dunque rendere la cattura più economica e con tassi elevati (>90%).

Autothermal reforming (ATR) + CCS

ATR combina in un unico reattore il reforming a vapore del metano e l'ossidazione parziale, utilizzando sia vapore che ossigeno per convertire il gas naturale in idrogeno e monossido di carbonio. L'alimentazione di questo processo è composta da vapore, aria e gas naturale. L'ossigeno viene estratto tramite un'unità di separazione dell'aria e il gas naturale viene spesso pretrattato per preservare il catalizzatore nel reattore.

Come parte del trattamento del gas naturale, oltre alla desolforazione, alcuni processi includono una fase di pre-reforming che migliora l'efficienza e la flessibilità del processo. Questa fase converte gli idrocarburi più pesanti presenti nel gas naturale (etano, propano e butano) in molecole più semplici prima che entrino nel reattore principale.

La miscela di ossigeno, vapore e metano/gas ricco di metano viene immessa nel reattore di auto-reforming. All'interno del reattore, durante la reazione di ossidazione parziale, l'ossigeno reagisce con una parte del metano per produrre monossido di carbonio e idrogeno attraverso una reazione esotermica, rilasciando calore. Il calore generato dall'ossidazione parziale fornisce l'energia necessaria per la reazione endotermica di reforming a vapore, dove il metano reagisce con il vapore per produrre ulteriore idrogeno e monossido di carbonio. Il processo genera internamente il calore necessario, bilanciando tra reazioni endotermiche ed esotermiche.

Rispetto all'SMR, il processo di ATR, combina l'ossidazione parziale con le reazioni di reforming. Produce una corrente di uscita contenente principalmente idrogeno e CO₂. Temperature più basse e un minor numero di componenti rendono la cattura del carbonio dall'ATR più pratica – con capture rate >80% – ed economica.

6.1.3. Gas Sintetico

La metanazione è un processo con cui si converte idrogeno (verde) e anidride carbonica (o monossido di carbonio) in metano sintetico.²⁹ La metanazione può essere di tipo termochimica o biologica.

Nella prima, la conversione avviene attraverso una reazione chimica (reazione di Sabatier³⁰) mediata da catalizzatori metallici. La reazione è fortemente esotermica, il che rende critico il controllo della temperatura, ma consente anche di recuperare come sottoprodotto calore utile per altri impieghi energetici.

Nella metanazione biologica la conversione (reazione di Sabatier) avviene in reattori grazie alla presenza di microrganismi metanogeni (e.g.: archaea) che fungono da biocatalizzatori della reazione.

Entrambe le tipologie di processi garantiscono elevate efficienze energetiche (75-85%), con capacità di conversione dell'idrogeno superiore al 95%.

²⁹ Qualora la CO₂ sia di origine biogenica (eg: digestione anaerobica / gassificazione biomasse) si parla di biosyngas (metano sintetico di origine biologica).

³⁰ Reazione di Sabatier: CO₂ + 4H₂ → CH₄ + 2H₂O oppure CO + 3H₂ → CH₄ + H₂O

	Termochimica	Biologica
temperatura	250°-400° C	Reattori biologici a bassa temperatura (35-70°C)
Pressione	10-30 bar	1-10 bar (tipicamente 2-4 bar)
Efficienza energetica (su base PCS)	75-85%	70-80%
Conversione H ₂	>90%	>95%
Specificità	Velocità di reazione elevata, adatta per impianti di grande taglia, sensibilità alle impurità, gestione sintering	Maggiore tolleranza alle impurità, tecnologia flessibile e scalabile, bassa velocità di reazione con tempi e volumi reattori maggiori

• Metanazione termochimica

Nella metanazione termochimica vengono impiegati catalizzatori industriali prevalentemente a base di nichel secondo diverse configurazioni impiantistiche: reattori a letto fisso adiabatici o raffreddati, reattori strutturati monolitici/multitubolari e reattori fluidizzati o con alimentazione distribuita dei reagenti per una migliore gestione termica. Esiste anche la possibilità dell'impiego di catalizzatori a base di rutenio o materiali nobili che consentono migliori prestazioni a basse temperature, sebbene abbiano un costo al momento superiore.

Uno dei temi affrontati a livello tecnologico riguarda la progettazione di catalizzatori a base di nichel, con particolare attenzione alla sensibilità dell'efficienza di conversione in presenza di impurità e del fenomeno del sintering. Quest'ultimo consiste nell'aggregazione di particelle solide fini di nichel quando sottoposte a pressioni e temperature elevate (inferiori al punto di fusione), riducendo così la superficie specifica attiva per la reazione catalitica, con conseguente perdita di reattività del catalizzatore stesso. Per limitare il sintering si lavora sull'ottimizzazione delle condizioni operative di pressione e temperatura e sull'adozione di supporti di materiali ceramici (Al₂O₃, CeO₂, ZrO₂). Di conseguenza, la ricerca e lo sviluppo tecnologico si focalizza sullo studio di materiali più resistenti al sintering, oltre all'individuazione di materiali più tolleranti alle impurità e con minore contenuto di metalli nobili.

• Metanazione biologica

La metanazione biologica è un processo in cui specifici microrganismi metanogenici, principalmente archaea idrogenotrofiche, convertono direttamente una miscela di idrogeno (H₂) e anidride carbonica (CO₂) in metano (CH₄). Si tratta di una tecnologia emergente nel panorama dei processi power-to-gas, caratterizzata da condizioni operative blande in termini di temperatura e pressione, con il vantaggio di non richiedere catalizzatori metallici.

Il processo può essere implementato in due modalità: in-situ, mediante l'immissione di idrogeno direttamente in un digestore anaerobico convenzionale, oppure ex-situ, tramite reattori dedicati progettati specificamente per la conversione biologica di CO₂ e H₂ in metano. La modalità ex-situ rappresenta la soluzione più promettente in quanto consente un migliore controllo delle condizioni operative e delle rese di conversione; tuttavia, rappresenta al momento anche la modalità di produzione più costosa in termini di CAPEX e OPEX (eg: costi metanatore, compressione, condotta e trasporto della CO₂ biogenica). Le ricerche attuali stanno cercando di migliorare il controllo dei processi entro la metanazione in situ. In prospettiva, la metanazione in situ consentirebbe anche di evitare la realizzazione dell'unità di upgrading del biometano.

Dal punto di vista operativo, la metanazione biologica funziona a temperature comprese tra 35 °C e 70 °C e a pressioni generalmente comprese tra 1 e 10 bar, con valori ottimali di esercizio intorno ai 2-4 bar. L'efficienza complessiva del processo è elevata, con tassi di conversione dell'idrogeno superiori al 95% e un'efficienza energetica complessiva variabile tra il 70% e l'80% su base HHV.

I principali vantaggi di questa tecnologia riguardano la semplicità impiantistica e operativa. Le basse temperature e pressioni richieste riducono il fabbisogno energetico e consentono l'utilizzo di materiali e apparecchiature meno costosi rispetto alla metanazione catalitica. Inoltre, la metanazione biologica mostra una maggiore tolleranza alla presenza di impurità nei gas reagenti, il che permette l'utilizzo di CO₂ proveniente da biogas o altre fonti biogeniche senza necessità di purificazione spinta. Un ulteriore elemento positivo è la modularità dei reattori biologici, che consente applicazioni su scala distribuita, favorendo l'integrazione di impianti power-to-gas locali in prossimità delle fonti di CO₂.

Tuttavia, la metanazione biologica presenta alcune criticità. La velocità di reazione è significativamente inferiore rispetto alla metanazione catalitica, comportando la necessità di tempi di residenza più lunghi e volumi reattorici maggiori per ottenere rese comparabili. Il processo è inoltre più sensibile alle variazioni operative (come temperatura, pH e rapporto dei gas), richiedendo un controllo accurato delle condizioni biologiche. La complessità nella gestione delle popolazioni microbiche e la relativa novità tecnologica costituiscono ulteriori fattori limitanti, specialmente nel passaggio alla scala industriale.

In termini di sviluppo tecnologico, la ricerca si concentra principalmente sull'ottimizzazione dei reattori (in particolare trickle-bed e plug-flow), sul miglioramento delle tecniche di miscelazione e solubilizzazione dell'idrogeno, sulla selezione di ceppi microbici più performanti e sulla modellazione dei processi biologici per la progettazione e il controllo avanzato degli impianti.

La metanazione biologica rappresenta, in prospettiva, una soluzione complementare alla metanazione catalitica, particolarmente indicata per impianti di piccola e media taglia e per applicazioni distribuite. Il suo ruolo potrà risultare strategico nella valorizzazione della CO₂ biogenica e nella produzione di gas rinnovabile integrabile nelle infrastrutture gas esistenti.

6.2. Sviluppo tecnologico delle soluzioni CDR (Carbon Dioxide Removal)

Le tecnologie di Carbon Dioxide Removal (CDR) sono un insieme di soluzioni, sia naturali che tecnologiche, progettate per rimuovere la CO₂ e contribuire così al raggiungimento della neutralità climatica. Le CDR sono considerate complementari alla riduzione diretta delle emissioni, e diventano particolarmente rilevanti per compensare le emissioni energetiche dei settori "hard-to-abate" e per le emissioni di processo.

Soluzioni naturali di CDR sono

- Soluzioni basate sulla natura: riforestazione, afforestazione, gestione sostenibile delle foreste, miglioramento dei suoli agricoli e pratiche di biochar.
- Mineralizzazione accelerata: processi che favoriscono la reazione della CO₂ con rocce di composizione opportuna che permettono la precipitazione di minerali carbonatici stabili.

Soluzioni tecnologiche di CDR sono

- Direct Air Capture (DAC): cattura diretta della CO₂ dall'aria ambiente tramite processi chimico-fisici, con successivo stoccaggio geologico (DACCS) o utilizzo della CO₂.
- Bioenergy with Carbon Capture and Storage (BECCS): produzione di energia da biomassa con cattura e stoccaggio geologico della CO₂.

Tutti i principali scenari di neutralità climatica, inclusi quelli italiani (PNIEC 2024, LTS 2021) e internazionali (IEA), riconoscono che le CDR saranno indispensabili per raggiungere e mantenere le emissioni nette zero, soprattutto nel lungo termine. In particolare, CCS e CCUS sono già oggi tecnologie mature e operative in diversi settori industriali, e rappresentano la base infrastrutturale e tecnologica su cui si innestano le soluzioni più avanzate di rimozione, come l'applicazione della CCS al WTE (Waste-to-Energy), il BECCS e, con un grado di maturità sensibilmente inferiore, la DAC.

6.2.1. Cattura: pre-combustione, post-combustione e ossi-combustione

Il processo di cattura del CO₂ può avvenire attraverso diversi processi e impianti in prossimità dell'emettitore industriale.

Il processo di cattura a oggi più consolidato è quello post-combustione, che avviene generalmente per separazione dell'anidride carbonica (CO₂) dai gas di scarico mediante diversi processi chimici o fisici a cui segue una compressione per abilitare il trasporto;

- **Assorbimento chimico** (TRL: 7-9, a seconda del settore): è un processo consolidato che si basa sulla reazione tra CO₂ e un solvente chimico (es. a base di ammine). La CO₂ viene rilasciata riscaldando il solvente a temperature generalmente comprese tra 120 °C e 150 °C, permettendo la rigenerazione del solvente per cicli successivi.
- **Assorbimento fisico** (TRL 9, a seconda del settore): utilizza un solvente liquido per assorbire la CO₂ da emissioni gassose, senza che avvenga una reazione chimica. I solventi fisici più comuni sono il Selexol (eteri dimetilici del polietilenglicole) e il Rectisol (metanolo).
- Altre tecnologie in fase di sviluppo
 - Adsorbimento fisico
 - Separazione diretta
 - Separazione a membrana

Altri processi riguardano l'ossicombustione, che prevede il trattamento dell'aria per la produzione di ossigeno per alimentare il processo di combustione così da poter poi separare la CO₂ dai gas di scarico tramite semplice raffreddamento e condensazione del vapore acqueo, oppure le tecniche di pre-combustione, con cui si procede alla cattura CO₂ da gas combustibili (e.g. gas di sintesi, biogas)

6.2.2. Direct Air Capture (DAC)

La Direct Air Capture (DAC) è una tecnologia di rimozione del carbonio che cattura CO₂ direttamente dall'atmosfera in maniera industriale. Quando la CO₂ catturata viene stoccata in modo permanente in formazioni geologiche profonde, si parla di Direct Air Carbon Capture and Storage (DACCS). A differenza della BECCS, la DAC non richiede biomassa e può essere installata su terreni non produttivi, anche in prossimità di siti di stoccaggio ed energia decarbonizzata, riducendo così l'impatto su suolo e acqua. La DAC comprende diverse tecnologie che utilizzano materiali differenti (sorbenti, solventi o soluzioni ibride) per legare la CO₂. Le principali difficoltà ingegneristiche riguardano la gestione dell'umidità e il rilascio della CO₂ dal sorbente e l'elevata richiesta di energia.

Rispetto ad altre tecnologie di CDR, la DAC ha un impatto molto ridotto sul territorio: per catturare 100 MtCO₂/anno, la DAC richiede tra 4.000 e 15.000 ettari, contro i 3-6 milioni di ettari necessari per la BECCS e i 14-33 milioni di ettari per la riforestazione). Tuttavia, mentre la BECCS produce energia insieme alla rimozione del carbonio, la DAC richiede un significativo input energetico esterno.

La DAC si distingue anche dalle tecnologie di Carbon Capture and Storage (CCS) e Carbon Capture, Utilisation and Storage (CCUS) post-combustione, che sono invece progettate per catturare la CO₂ dai fumi di combustione o processi di lavorazione di materie prime (e.g. CaCO₃), dove la concentrazione di CO₂ è molto più elevata (4-25%). Questo rende la cattura post-combustione meno energivora e più efficiente dal punto di vista della separazione, ma vincolata alla presenza di grandi fonti emissive puntuali. La DAC, invece, può essere collocata preferibilmente vicino a fonti rinnovabili e a siti di stoccaggio geologico, e rappresenta una soluzione di rimozione "dall'atmosfera", fondamentale per compensare le emissioni residue e produrre emissioni negative, mentre CCS/CCUS resta una tecnologia di abbattimento "alla fonte", cruciale per la decarbonizzazione dell'industria pesante e della produzione energetica (LTS 2021, pp. 39-40, Tabella 2; PNIIEC 2024, pp. 85, 179, 187, 241, 352).

La IEA sottolinea che la DAC svolge un ruolo crescente nei percorsi net zero: nello scenario "Net Zero by 2050", la capacità globale di DAC deve crescere da meno di 0,01 MtCO₂/anno oggi a oltre 85 MtCO₂ nel 2030 e fino a circa 980 MtCO₂ nel 2050, richiedendo una rapida e massiccia accelerazione³¹. La DAC è considerata una componente essenziale del portafoglio CDR sia per compensare le emissioni difficili da abbattere (come trasporti a lunga distanza e industria

31 Executive summary – Direct Air Capture 2022 – Analysis - IEA

pesante) sia per la possibilità di utilizzare la CO₂ catturata dall'aria come materia prima per prodotti chimici, carburanti sintetici (in particolare per l'aviazione) e altri settori. Nel Net Zero Scenario IEA, circa 350 Mt di CO₂ catturata dall'aria vengono utilizzate per produrre combustibili sintetici nel 2050³².

Attualmente, la DAC è una tecnologia in rapida evoluzione: sono operativi nel mondo diciotto impianti di DAC, localizzati principalmente in Canada, Europa e Stati Uniti³³. La maggior parte di questi impianti ha dimensioni ridotte e vende la CO₂ catturata per applicazioni di utilizzo, tra cui la produzione di combustibili e prodotti chimici (Power-to-X), la carbonatazione di bevande e la produzione di fertilizzanti. Un caso particolarmente innovativo è quello dell'Islanda, dove viene catturata la CO₂ sia dall'aria sia dai fluidi geotermici, per poi iniettarla e stoccarla in formazioni di roccia basaltica sotterranea: qui la CO₂ viene mineralizzata e trasformata in carbonati stabili in pochi anni. L'impianto è attualmente il più grande al mondo per la rimozione di CO₂ atmosferica, con una capacità di 4.000 tonnellate all'anno.

Negli Stati Uniti è in fase di sviluppo il primo grande impianto DAC su scala industriale, e basato sulla tecnologia L-DAC. Questo impianto avrà una capacità di cattura fino a 1 milione di tonnellate di CO₂. Per quanto riguarda l'Europa, sono presenti impianti in Svizzera, Germania, Islanda, e Paesi Bassi, con capacità che vanno da poche tonnellate fino a 900 tCO₂/anno per impianti destinati a usi industriali.

6.2.3. Utilizzi della CO₂

La CO₂ può essere utilizzata in nuovi cicli produttivi, secondo i principi dell'economia circolare, per sostituire il carbonio di origine fossile nei prodotti sintetici, prodotti chimici o carburanti. Soltanto alcune forme di utilizzo nei cicli produttivi, tuttavia, danno luogo ad un legame chimico permanente del carbonio, che consente anche da un punto di vista normativo di derogare all'obbligo di restituzione delle quote ETS, quali quelli relativi ai materiali edili a base di carbonati.

Le forme di utilizzo della CO₂ che danno luogo ad un legame chimico permanente che consente di derogare all'obbligo di restituzione delle quote di CO₂ (ai sensi dell'art. 12, par. 3 ter, della Direttiva 2003/87/CE) devono soddisfare i criteri definiti nel Regolamento Delegato (UE) del 30.7.2024, ovvero in riferimento alla CO₂:

- (a) è stata legata chimicamente in un prodotto attraverso un processo di utilizzo attivo e controllato, che consente di misurare e determinare la quantità di CO₂ equivalente legata nel prodotto durante questo processo, escludendo il carbonio eventualmente presente nel materiale prima del processo di utilizzo o assorbito naturalmente dall'atmosfera o da altre fonti dopo il processo di utilizzo, e
- (b) rimane legata chimicamente in modo permanente in un prodotto in modo da non entrare nell'atmosfera in condizioni d'uso normali del prodotto, compresa qualsiasi attività normale che interviene dopo la fine del ciclo di vita del prodotto, per un periodo di almeno diversi secoli. Nel caso di prodotti con più condizioni d'uso normali e più percorsi di fine vita, ai fini del presente paragrafo devono essere prese in considerazione tutte le possibilità. I prodotti che durante le condizioni d'uso normali, comprese le attività normali che intervengono dopo la fine del ciclo di vita del prodotto, possono essere esposti a combustione ad alta temperatura, ad esempio durante l'incenerimento dei rifiuti, non devono essere considerati prodotti che legano chimicamente in modo permanente la CO₂.

Nell'*Annex I* del Regolamento delegato sono esplicitati i prodotti che comprendono esclusivamente Carbonati minerali utilizzati nei seguenti prodotti da costruzione:

- aggregati carbonatici utilizzati non legati o legati in prodotti da costruzione a base minerale;
- componenti del cemento carbonatato utilizzati nel calcestruzzo o in altri prodotti a base di cemento;
- calcestruzzo carbonatato, compresi blocchi, pavimentazioni o calcestruzzo aerato;
- mattoni o tegole carbonatati.

³² Executive summary – Direct Air Capture 2022 – Analysis - IEA

³³ Direct Air Capture: A key technology for net zero

6.2.4. Trasporto della CO₂

Il trasporto della CO₂ concentrata verso la sua destinazione finale avviene generalmente in forma gassosa tramite l'utilizzo di condotte, oppure in forma liquida via mare con l'utilizzo di navi o via terra mediante treni o autobotti

- **Trasporto via tubo (TRL9).** Rappresenta il metodo più economico per trasportare grandi volumi di CO₂ tra il punto di cattura e quello di utilizzo o stoccaggio. A seconda del progetto, la CO₂ può essere trasportata in forma gassosa, liquida, densa o supercritica.
- **Trasporto via nave.** Soluzione più flessibile per il trasporto a lungo raggio. Le condizioni operative sono simili a quelle delle navi per GPL. Il trasporto può avvenire da porto a porto o da porto a installazione offshore. È necessario predisporre infrastrutture specifiche per la liquefazione della CO₂, il caricamento, e lo stoccaggio temporaneo sia nel porto di partenza che in quello di destinazione (in caso di trasporto porto-porto).

6.2.5. Stoccaggio della CO₂

La CO₂ può essere destinata ad uno stoccaggio geologico permanente, in questo caso viene iniettata all'interno di formazioni geologiche idonee ad immagazzinarla per un tempo indefinito.

Queste formazioni sono costituite da una roccia porosa e permeabile, la roccia serbatoio, isolata dalle formazioni superiori da uno o più strati di roccia impermeabile, la cosiddetta roccia di copertura. L'anidride carbonica va a riempire gli interstizi tra i granuli di roccia nella formazione porosa e rimane intrappolata dalla roccia di copertura, esattamente come avvenuto naturalmente nei giacimenti di idrocarburi spesso accompagnati da quote non trascurabili di CO₂. I meccanismi che garantiscono la permanenza dell'anidride carbonica nel giacimento sono quattro, di cui il primo si verifica immediatamente dopo l'iniezione, mentre gli altri si susseguono su orizzonti temporali anche molto lunghi:

- **Confinamento fisico:** essendo più leggera dell'acqua, la CO₂ tenderà a risalire nella roccia serbatoio per rimanere intrappolata sotto lo strato di contenimento impermeabile.
- **Confinamento capillare:** penetrando nei pori della roccia serbatoio, l'anidride carbonica rimane intrappolata dalla tensione capillare che ne ostacola l'ulteriore spostamento.
- **Solubilizzazione:** parte della CO₂ a contatto con l'acqua connata del giacimento viene disciolta al suo interno.
- **Mineralizzazione:** reagendo lentamente con alcuni minerali presenti nelle rocce, la CO₂ precipita sotto forma di carbonati e si trasforma permanentemente in minerali.

Lo stoccaggio può avvenire in giacimenti esauriti o in formazioni acquifere saline per scopi puramente ambientali, ed in questo caso si parla di stoccaggio geologico. Questo tipo di stoccaggio della CO₂ presenta un TRL 9 e permette il confinamento permanente in riserve geologiche sotterranee profonde oltre 800 metri.

Attualmente sono in fase di sviluppo anche i mineral storage (TRL 3-7, a seconda della tecnologia specifica), che prevedono l'iniezione della CO₂ in rocce ricche di minerali reattivi, come basalti e peridotiti. Queste rocce contengono minerali capaci di reagire con la CO₂ per formare carbonati stabili. L'esperienza pratica su queste tecnologie è ancora limitata, ma può essere realizzata con CO₂ in fase supercritica o disciolta in acqua.

07

PROSPETTIVE DI SVILUPPO AL 2050



7. PROSPETTIVE DI SVILUPPO AL 2050

Nel percorso verso la neutralità climatica del paese, il mix delle molecole dovrà diversificarsi, integrando progressivamente fonti fossili con molecole rinnovabili e a basse emissioni di carbonio. Tuttavia, indipendentemente dalla sua origine, i gas avranno un ruolo centrale nel sistema energetico nazionale. Al 2050, in un contesto di evoluzione della domanda, di decarbonizzazione e di forte penetrazione delle fonti rinnovabili, i gas rappresenteranno, come oggi, una risorsa strategica per garantire flessibilità, sicurezza e integrazione tra i diversi vettori energetici.

7.1. Gas naturale

Il gas naturale è ad oggi la fonte energetica più consumata in molti settori. Il suo utilizzo in parte verrà sostituito da fonti decarbonizzate (biometano, idrogeno, elettrificazione), ed in parte potrà essere decarbonizzato esso stesso attraverso l'utilizzo della CCS. A livello di approvvigionamenti, la produzione nazionale di gas fossile sarà completata dalle importazioni, dalla crescente produzione interna di biometano e dall'impiego crescente di idrogeno.

Tuttavia, le produzioni nazionali non saranno sufficienti a coprire integralmente la domanda, soprattutto nei settori hard-to-abate e nel comparto residenziale, dove la continuità di servizio e la capacità di risposta ai picchi di consumo restano imprescindibili.

Le importazioni continueranno quindi a rivestire un ruolo determinante per garantire la sicurezza energetica del Paese. Sarà fondamentale preservare e potenziare la diversificazione delle rotte di approvvigionamento, mantenendo operative gli approvvigionamenti sia via gasdotto sia via GNL, per assicurare flessibilità e resilienza del sistema. Questo richiederà infrastrutture correttamente dimensionate ed efficienti, interconnesse e in grado di gestire flussi variabili, garantendo approvvigionamenti affidabili anche in condizioni di stress del sistema.

In questo scenario, il gas naturale potrà essere impiegato in modo sostenibile grazie all'integrazione con tecnologie di cattura e (utilizzo) e stoccaggio della CO₂ (CCS), che consentiranno di abbattere le emissioni residue e mantenere la compatibilità con gli obiettivi climatici europei.

Un ulteriore elemento chiave sarà il ruolo del gas nel settore termoelettrico: le centrali a gas, opportunamente adattate, continueranno a fornire la flessibilità necessaria per stabilizzare la rete elettrica in un sistema in cui le rinnovabili avranno un ruolo significativo, garantendo la copertura dei picchi di domanda e la sicurezza del sistema in caso di ridotta disponibilità di energia da fonti intermittenti.

Il gas, quindi sarà un "abilitatore" dell'integrazione dei vettori energetici, complementare ai gas verdi e alle rinnovabili, assicurando stabilità, resilienza e continuità di servizio in un sistema energetico profondamente decarbonizzato.

7.2. Cattura, stoccaggio e utilizzo del CO₂

Il potenziale di sviluppo della CCUS in Italia dipende da due fattori chiave: l'evoluzione delle tecnologie di cattura e la capacità logistica e di stoccaggio della CO₂. I settori prioritari per l'applicazione sono quello industriale, il termoelettrico e l'incenerimento, che insieme rappresentano circa il 40% delle emissioni nazionali. Si tratta di ambiti caratterizzati da un'elevata eterogeneità di impianti e localizzazioni, con differenze rilevanti nelle caratteristiche delle emissioni e nelle distanze dai siti di utilizzo o stoccaggio. Tali elementi riducono il potenziale teorico di cattura, ma rafforzano la necessità di approcci mirati e clusterizzati.

Nel comparto industriale, la CCUS assume un ruolo strategico per le cosiddette industrie Hard to Abate, dove coesistono volumi significativi di emissioni, componenti di processo difficilmente eliminabili e fabbisogni energetici elevati. In questi casi, la CCUS può contribuire all'abbattimento di parte significativa delle emissioni residue, secondo i diversi settori, consentendo di preservare competitività e attrattività di filiere cruciali per l'economia nazionale. Anche comparti non classificati come HTA – quali alimentare, tessile, meccanico o legno – potrebbero beneficiare di soluzioni CCUS, soprattutto se aggregati in cluster industriali localizzati in aree con infrastrutture favorevoli di trasporto e stoccaggio.

Per il settore elettrico, la CCS rappresenta un'opzione complementare alle rinnovabili e agli accumuli. Gli impianti termoelettrici più moderni, soprattutto quelli strategici per la sicurezza del sistema, potranno integrare CCUS per garantire una quota di produzione programmabile, efficiente, sicura, flessibile e a basse emissioni. Lo stesso vale per gli impianti cogenerativi di taglia medio-grande a servizio di industrie energivore o reti di teleriscaldamento urbane.

Il settore dell'incenerimento dei rifiuti è infine uno dei target prioritari, data l'assenza di alternative tecnologiche e la concentrazione delle emissioni di CO₂ nei fumi. Con circa 50 impianti operativi, localizzati principalmente nel Nord Italia, le emissioni complessive si attestano oggi intorno a 7,5 MtCO₂ annue. La cattura in questo comparto può avere un impatto rilevante anche sugli obiettivi ESR (Effort Sharing Regulation), in quanto le emissioni non biogeniche rientrano nel conteggio degli obiettivi nazionali.

Quanto allo stoccaggio, le soluzioni più solide riguardano i giacimenti di gas esauriti, che offrono vantaggi significativi in termini di conoscenza geologica, sicurezza della copertura e presenza di infrastrutture riutilizzabili. In Italia il potenziale identificato è pari a circa 750 Mt di CO₂, con progetti cardine come il Ravenna Hub (515 Mt, il principale dell'area mediterranea), lo Jonio Hub (130 Mt, operativo dal 2040) e altri giacimenti minori per 100 Mt complessivi. Gli acquiferi salini offrono un potenziale molto maggiore (tra 5.200 e 11.600 Mt secondo la letteratura scientifica). Tuttavia, le limitate conoscenze di sottosuolo rispetto ai depletati e l'obbligo di operare sempre in overpressure la rendono per ora la soluzione secondaria, sebbene il progetto CCS più longevo al mondo (Sleipner (Norvegia), inizio iniezione di CO₂ nel settembre del 1996) sia proprio in un acquifero salino. Oltre alle soluzioni di stoccaggio offshore come Ravenna esiste anche la possibilità di utilizzare giacimenti esauriti onshore, oggi autorizzati in Danimarca e in fase di valutazione in altri paesi.

Il successo della CCS richiede una strategia integrata che combini innovazione tecnologica, sviluppo di hub logistici e pipeline, e un quadro normativo e di incentivi chiaro che acceleri le autorizzazioni e definisca criteri di idoneità dei siti. Sarà inoltre necessario un sistema di incentivi e meccanismi di mercato che rendano sostenibili gli investimenti, insieme a partnership pubblico-private per la realizzazione delle infrastrutture. In questo scenario, la CCS può diventare un pilastro della decarbonizzazione dei settori industriali e della sicurezza energetica nazionale, rafforzando il ruolo dell'Italia come hub mediterraneo per la gestione della CO₂ e creando nuove opportunità industriali e occupazionali.

7.3. Biometano

Il biometano è, come già ricordato nei precedenti paragrafi, una risorsa che permette sia di ridurre le emissioni che di incrementare l'indipendenza energetica. Nel lungo termine, l'Italia potrà esprimere un potenziale significativo basato da un lato sulla digestione anaerobica grazie alla diffusione di pratiche agronomiche programmabili e sostenibili senza confliggere con la filiera alimentare, dall'altro, sulla piena maturità industriale della gassificazione termochimica delle biomasse solide lignocellulosiche.

Gli studi più recenti³⁴ portano ad un potenziale significativo stimato fino a 15,3 miliardi di Sm³ di biometano, di cui 11,6 miliardi di metri cubi da digestione anaerobica e 3,8 miliardi da gassificazione termochimica.

La digestione anaerobica con un massimo teorico di 13,6 miliardi di metri cubi, si basa in gran parte sul sequential cropping, cioè l'utilizzo di colture intercalari a uso energetico tra due colture principali e con un potenziale teorico annuo di 7,3 miliardi di metri cubi al 2050 coinvolgendo una superficie agricola di circa 2 milioni di ettari. Accanto al sequential cropping, tre matrici di biomassa giocano un ruolo decisivo. I residui agricoli, pari a circa 20 Mt/anno, al 2050 potranno realisticamente fornire ~8 Mt (1,0 mld Sm³) a causa di vincoli tecnici, logistici e ambientali. Gli effluenti zootecnici, concentrati al Nord, costituiscono la filiera più solida: offrono benefici ambientali (riduzione di CH₄, NH₃ e nitrati, digestato con valore fertilizzante) ma richiedono trattamenti post-digestione; al 2050 la disponibilità potenziale supera 80 Mt, pari a ~2,0 mld Sm³. La FORSU, legata a popolazione e raccolta differenziata, potrà raggiungere ~7,5 Mt (0,7 mld Sm³). Complessivamente queste tre matrici sommano ~11 mld Sm³, con ulteriori 0,6 mld da flussi minori. Il loro pieno sviluppo richiede il superamento di colli di bottiglia tecnologici e logistici, ma posiziona il settore come leva strategica per sicurezza energetica e decarbonizzazione nazionale.

La gassificazione termochimica completa il quadro, trattando biomasse solide lignocellulosiche che vengono trasformate in bio-syngas e successivamente upgradata a biometano (i processi sono descritti in dettaglio nei capitoli precedenti). Al 2050, il portafoglio sostenibile include residui forestali primari, potature e residui forestali secondari. Sulla base di traiettorie conservative, i residui forestali primari raggiungono ~3,3 milioni di t s.s., pari a ~1,4 miliardi di Sm³; le potature energeticamente conferibili si attestano a ~2,3 milioni di t s.s., per ~0,9 miliardi di Sm³; i residui secondari industriali (segherie, lavorazioni del legno e carta) risultano ~2,5 milioni di t tal quali, equivalenti a ~0,9 miliardi di Sm³. Complessivamente si arriva a ~3,2 miliardi di Sm³; la differenza fino a 3,8 deriva da flussi solidi minori idonei alla gassificazione, a testimonianza della flessibilità della tecnologia nel completare il portafoglio feedstock e ridurre la dipendenza da importazioni di legno e biomasse.

Dal punto di vista tecnologico-operativo, la filiera si basa su soluzioni mature e scalabili: per l'anaerobico, l'upgrading del biogas a biometano (ad es. membrane, PSA, solventi/amine) e la gestione del digestato con trattamenti mirati per la chiusura del ciclo dell'azoto; per la gassificazione, catene standardizzate di pretrattamento, gassificazione, pulizia/condizionamento del syngas e metanazione del gas di sintesi, con performance affidabili e adatte a filiere regionali. Questi elementi, già adottati in varie configurazioni impiantistiche, abilitano la co-localizzazione con i bacini di approvvigionamento, riducendo i costi logistici e facilitando integrazioni con reti del calore e distretti agricoli.

Il biometano consente di coniugare decarbonizzazione, circolarità ed equilibrio territoriale. La geografia delle matrici suggerisce una pianificazione policentrica, con hub regionali vicini ai feedstock per minimizzare costi e impatti, e meccanismi di conferimento stabili (consorzi agricoli, utility locali, distretti industriali). Lungo tutta la catena del valore, la riduzione delle emissioni climalteranti (CH₄ e NH₃ dagli effluenti, CO₂ fossile sostituita) si accompagna alla resilienza del sistema energetico grazie a un vettore rinnovabile pienamente compatibile con le infrastrutture gas esistenti e modulabile su base stagionale.

Per trasformare il potenziale in capacità produttiva effettiva servono politiche stabili, un quadro regolatorio chiaro (sostenibilità, disciplina del digestato, limiti della Direttiva Nitrati), infrastrutture adeguate (connessioni alla rete gas, impianti di upgrading e—per le filiere integrate—metanazione del syngas), e competenze diffuse lungo la filiera.

Con queste condizioni abilitanti, il mix che conduce a 15,3 miliardi di Sm³ al 2050 può diventare una leva decisiva non solo per la decarbonizzazione dei consumi finali, ma anche per la sicurezza degli approvvigionamenti, la riduzione del disavanzo energetico e la valorizzazione di risorse domestiche oggi largamente sottoutilizzate.

34 "Il potenziale del biometano nelle province italiane" - Snam - Consorzio Italiano Biogas

7.4. Il metano sintetico rinnovabile (e-CH₄)

Il metano sintetico rinnovabile (e-CH₄) avrà un ruolo complementare alla decarbonizzazione dei consumi gassosi difficilmente elettrificabili. Si ottiene combinando idrogeno verde da elettrolisi e CO₂ biogenica, e al 2050 potrà essere prodotto attraverso due modelli complementari. Il primo, centralizzato, prevede grandi impianti di metanazione alimentati da idrogeno e CO₂ raccolta da fonti industriali, reso competitivo da infrastrutture come la Hydrogen Backbone e reti per il trasporto della CO₂. Questo approccio sfrutta economie di scala e tecnologie termochimiche mature. Il secondo, decentralizzato, integra la metanazione nei digestori anaerobici, riducendo costi di upgrading e trasporto, ma con minori economie di scala. Entrambi i modelli potrebbero coesistere, in funzione delle specifiche esigenze.

Il costo dell'elettricità rinnovabile è il principale driver economico, rendendo strategiche le importazioni di idrogeno dal Nord Africa, dove la produttività solare consente prezzi più competitivi. L'e-CH₄ potrà risultare particolarmente utile in settori difficili da elettrificare, come edifici storici vincolati, dove le pompe di calore sono poco efficienti e costose. Il potenziale teorico è rilevante: dai digestori italiani si potrebbero ottenere 11,6 miliardi di Sm³ di biometano e, convertendo la CO₂ associata con idrogeno, fino a 9 miliardi di Sm³ di metano sintetico.

7.5. Idrogeno

Come già menzionato nei precedenti capitoli, in Italia è stata pubblicata dal MASE la Strategia Nazionale H2, a valle di un lungo confronto tra le Istituzioni, il GSE e tutti i rappresentanti dei settori industriali lungo la value chain. Il GSE ha svolto un ruolo da coordinatore della stesura della Strategia H2 supportato dal GSE e dalle varie associazioni di categoria.

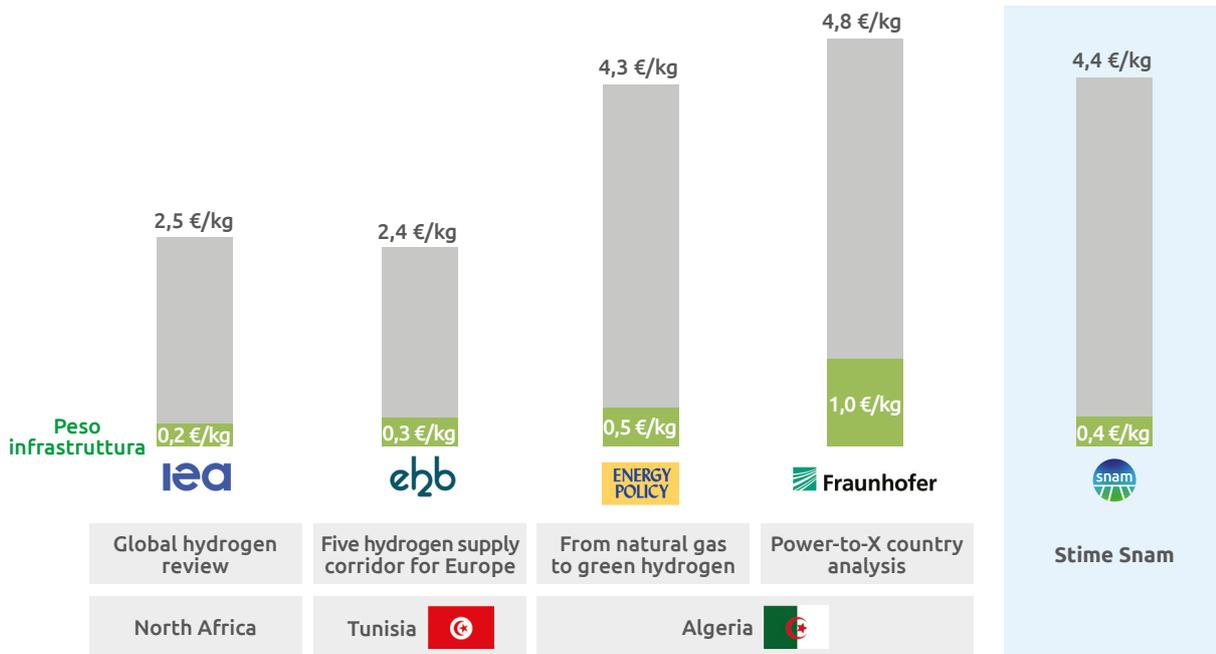
Nell'ambito di questo esercizio, sono state presentate delle stime della domanda di idrogeno nel lungo termine al 2050, a partire dai target al 2030 stabiliti dal PNIEC 2024 (i.e. 8,3 TWh 0,7 Mtep al 2030), dove le stime long term sono trainate dal settore aviazione, seguito da acciaio, HDV e consumi feedstock. In particolare, sono stati elaborati tre scenari alternativi, considerando l'incertezza sui tempi e le scelte di decarbonizzazione industriale, nonché l'incertezza sulla velocità di maturità tecnologica, i costi di decarbonizzazione, nonché fattori esogeni come l'accettazione sociale.

Scenari	Offerta	
	70% produzione nazionale e 30% import	20% produzione nazionale e 80% import
2030 PNIEC	<ul style="list-style-type: none"> ITA: 6 TWh Import: 2 TWh 	N/A
2050 Base	<ul style="list-style-type: none"> ITA: 52 TWh Import: 22 TWh 	<ul style="list-style-type: none"> ITA: 15 TWh Import: 60 TWh
2050 Intermedio	<ul style="list-style-type: none"> ITA: 73 TWh Import: 32 TWh 	<ul style="list-style-type: none"> ITA: 21 TWh Import: 84 TWh
2050 Alta diffusione	<ul style="list-style-type: none"> ITA: 97 TWh Import: 42 TWh 	<ul style="list-style-type: none"> ITA: 28 TWh Import: 110 TWh

Nella Strategia Nazionale Idrogeno si evidenziano due scenari alternativi relativi all'offerta di idrogeno al 2050, che potrebbero verificarsi al variare della quota di produzione nazionale e di importazione. Il primo scenario risulta guidato dalla produzione domestica pari a 70% e con un import del 30% al 2050, che comporterebbe una produzione tra i 52-97 TWh a livello italiano e 22-42 TWh a livello di import. Il secondo invece prevede un ruolo prevalente dell'import all'80%, con solo un 20% di produzione domestica al 2050, comportando quindi un import di 60-110 TWh, mentre 15-28 TWh sarebbero prodotti in Italia. A seconda dello scenario considerato saranno necessari investimenti in Italia in elettrolizzatori domestici tra € 8 - 16 mld [Max import vs Min Import] e investimenti in RES aggiuntivi ulteriori. A livello europeo, la Strategia H2 dichiara che in ottica di lungo termine (sia l'Italia che l'Europa non saranno in grado di soddisfare da sole la futura domanda di idrogeno, specialmente idrogeno rinnovabile RFNBO).

L'orientamento verso l'import nel lungo periodo sarà supportato dai costi di produzione dell'idrogeno sul territorio nazionale, che il documento stima sui 6 e 17 €/kg sulla base delle proiezioni delle associazioni di categoria. Mentre, nel lungo periodo, l'idrogeno rinnovabile prodotto in Nord Africa potrebbe avere un costo competitivo, grazie all'abbondanza di risorse rinnovabili:

Confronto costo delivered dal Nord Africa e contributo del costo dell'infrastruttura



questa tesi è riportata da diversi studi di settore per cui l'idrogeno rinnovabile prodotto in Nord Africa possa avere un costo competitivo, inferiore a 5 €/kg. Numerose fonti autorevoli (IEA e varie altre) mostrano che già al 2030 il costo del trasporto in Europa via pipeline dell'idrogeno prodotto in Nord Africa possa avere valori tra 0,2 €/kg e 1 €/kg. Lo sviluppo dell'infrastruttura di trasporto di idrogeno, pur con costi elevati in fase di start-up, comporta costi di trasporto "levelized" marginali rispetto al costo di produzione.

La strategia ricorda che per supportare questo mercato nascente, l'Italia dovrà strutturarsi e dotarsi di strumenti capaci di bilanciare l'incertezza del mercato nascente dell'idrogeno, e le opposte esigenze di sicurezza dei produttori e degli off-taker: se da una parte, è opportuno assicurare una maggiore flessibilità ai consumatori dell'idrogeno d'importazione in Italia, attraverso contratti a breve termine, dall'altra parte i produttori dei Paesi esportatori richiedono garanzie di lungo periodo affinché possano investire nello sviluppo di grandi capacità di elettrolisi; le due differenti esigenze possono essere conciliate attraverso l'attività di un soggetto terzo, preposto allo scopo, e opportuni meccanismi di supporto.

In questo senso, come richiamato al paragrafo 4, il Ministero dell'Ambiente e della Sicurezza energetica sta lavorando con i Ministeri tedeschi e austriaci per valutare ipotesi di collaborazione su specifici strumenti a supporto dell'importazione, prendendo spunto dal modello della Fondazione tedesca "H2 Global".

Ulteriori leve di diversificazione dell'import, riguardano l'ampliamento dell'offerta anche a vettori energetici rinnovabili come ammoniaca, metanolo, carburanti sostenibili per l'aviazione, che consentirà di rendere disponibili ulteriori quantitativi di RFNBO nel breve-medio termine per abilitare lo sviluppo della domanda, sia mediante un utilizzo tal quale nel settore dei trasporti sia mediante riconversione a idrogeno con processi di cracking. In questo senso, la strategia accoglie positivamente lo sviluppo di progetti di importazione e rigassificazione di ammoniaca, armonizzati con lo sviluppo dell'Italian Hydrogen Backbone (Dorsale Italiana per l'Idrogeno), per accelerare la definizione di un'offerta sempre più varia al 2050.

Per la natura della supply dell'idrogeno verde – legato alle fonti elettriche rinnovabili e dunque alla loro variabilità e imprevedibilità – il vettore ha congenitamente bisogno di stoccaggio per incontrare la domanda.

Lo stoccaggio di H2 affronta fabbisogni di flessibilità a breve (ore), medio (giorni, settimane) e lungo (mesi) termine, mediante differenti tecnologie, che non sono affrontate nel paragrafo specifico, ma si possono suddividere in:

- Stoccaggio fisico above ground: tank di H2 compresso, per lo stoccaggio a breve termine
- Stoccaggio chimico: ammoniaca, LOHC e simili, che – insieme allo stoccaggio fisico di H2 sotto forma liquida, sono ideali per lo stoccaggio a medio termine
- Stoccaggio fisico underground: caverne saline, campi depletati, acquiferi, che sono principalmente utilizzati per lo stoccaggio a medio-lungo termine

Oltre al "canonico" ruolo di connessione temporale tra domanda e produzione di idrogeno stesso, lo stoccaggio di questo vettore è al momento la soluzione più economica per la movimentazione dell'energia elettrica rinnovabile su orizzonte stagionale, coadiuvato dai processi di elettrolisi e di generazione elettrica mediante celle a combustibile o turbine.

Il ruolo dell'idrogeno, sull'orizzonte di un sistema energetico decarbonizzato, assume dunque una doppia forma: da una parte l'abbattimento delle emissioni dei settori cosiddetti hard to abate, dall'altra il supporto - mediante lo stoccaggio a costo contenuto di energia sotto forma di molecola - alle fonti elettriche rinnovabili nel garantire la copertura della domanda elettrica, superandone la principale criticità di variabilità stagionale.

08

CONCLUSIONI





8. CONCLUSIONI

Come evidenziato nei capitoli precedenti e nelle note tecniche settoriali sui consumi, l'evoluzione del sistema energetico al 2050 sarà fortemente influenzata dallo sviluppo tecnologico, dagli indirizzi di policy, dai costi delle soluzioni disponibili e quindi dal grado di penetrazione che queste soluzioni raggiungeranno nei processi di produzione, trasporto, stoccaggio e consumo dell'energia. In questo contesto, sarà indispensabile disporre di un'infrastruttura efficiente, resiliente e flessibile, di trasporto e stoccaggio dell'energia in forma di molecola gassosa, capace di accompagnare la trasformazione e di garantire sicurezza, competitività e sostenibilità al sistema.

La prospettiva di evoluzione del sistema gas in Italia, costruita sulla base delle strategie nazionali e delle prospettive di evoluzione della domanda, evidenzia come l'elettrificazione rappresenterà una componente della decarbonizzazione in alcuni settori, ma non sarà l'unico vettore energetico, soprattutto nei settori più energivori e nel residenziale. Le molecole svolgeranno quindi un ruolo strategico, sia per la loro capacità di fornire energia modulabile e sicura, sia per la possibilità di decarbonizzare settori difficilmente elettrificabili per vincoli tecnici e fisici, come l'industria hard-to-abate, il settore civile, i trasporti pesanti.

Le valutazioni sulla domanda nazionale complessiva di gas naturale, biometano e idrogeno si attestano pertanto a circa 600 TWh al 2050, invariante rispetto al mix dei diversi gas, che avrà impatto sui relativi volumi, sotto forma di: gas metano, con una quota crescente di biometano e gas naturale abbinato fino a 100% a cattura e stoccaggio della CO₂, idrogeno decarbonizzato e derivati (metano sintetico, e-fuels, ecc.).

A tali quantitativi per la domanda nazionale, saranno da aggiungere i volumi di gas in esportazione, funzione degli scenari di sviluppo energetico ed industriale delle geografie europee. In particolare, per poter far fronte ai maggiori quantitativi di gas necessari per spiazzare il gas russo dai Paesi dell'est europeo, l'Italia affermerà il suo ruolo di gateway del gas europeo, invece che terminale di destinazione delle molecole. È pertanto plausibile attendersi, in funzione degli scenari di sviluppo nazionali dei singoli Paesi, fino a 150-200 TWh di gas esportato dall'Italia al 2050. Infine, per quanto riguarda l'idrogeno, come riferimento, vale la pena ricordare che già al 2040 il citato "market test" sull'idrogeno ha raccolto un risultato di domanda potenziale di esportazione dall'Italia per circa 58 TWh, per cui è plausibile aspettarsi quantitativi superiori per il 2050.

L'approvvigionamento del gas naturale e dei gas decarbonizzati necessario per la copertura di tale domanda potrà avvenire in molti modi. Infatti, la filiera è caratterizzata dalla molteplicità di rotte e opzioni disponibili di produzione, il cui sviluppo dipenderà dall'evoluzione tecnologica e dalle condizioni di mercato:

- Gas naturale: l'Italia potrà contare su un approvvigionamento sempre più diversificato, grazie agli investimenti realizzati negli ultimi anni per rafforzare le infrastrutture. L'espansione dei terminali di GNL, lo sviluppo delle pipeline e la valorizzazione della produzione nazionale contribuiranno ad accrescere la flessibilità del sistema, favorendo una maggiore diversificazione delle fonti e una più solida sicurezza energetica.
- Biometano: è plausibile ipotizzare che, mantenendo l'attuale traiettoria di crescita e consolidando le politiche di sostegno, una quota importante del fabbisogno nazionale possa essere coperta da produzione interna. L'Italia dispone infatti di una solida base agricola e agroindustriale, di un settore del trattamento dei rifiuti organici avanzato e di una rete gas capillare che facilita l'immissione del biometano. La valorizzazione delle biomasse locali e dei sottoprodotti agricoli potrà così contribuire alla sicurezza energetica, alla riduzione delle emissioni e allo sviluppo di filiere industriali radicate sul territorio. Lo sviluppo di un mercato internazionale permetterà anche di scambiare biometano con altri paesi, grazie alle interconnessioni tra le reti gas.
- Idrogeno: l'approvvigionamento potrà basarsi su una pluralità di fonti e modalità produttive, sia attraverso iniziative nazionali sia tramite importazioni. La combinazione ottimale dipenderà dall'andamento dei costi di produzione e trasporto, che potranno variare sensibilmente tra aree geografiche, dall'evoluzione delle tecnologie di produzione sopra descritte e dalla capacità di integrarle in modo efficiente con il sistema energetico nazionale. Il repurposing delle reti gas e l'integrazione con nuove tratte di rete dedicata all'idrogeno permetteranno il soddisfacimento di questo fabbisogno.

Il sistema infrastrutturale gas italiano, già fortemente interconnesso con i mercati europei e mediterranei, potrà quindi garantire la gestione dei flussi sia di importazione di gas naturale, di biometano e, in prospettiva, di idrogeno, sia di esportazione lungo la rotta dal Mediterraneo e dal Nord Africa verso il centro Europa, assicurando flessibilità e sicurezza agli approvvigionamenti europei, grazie a una capacità di stoccaggio tra le più elevate in Europa.

L'attuale infrastruttura di trasporto e distribuzione del gas naturale grazie alla sua elevata capillarità sul territorio, permetterà di raccogliere e di convogliare la produzione di biometano e di metano sintetico verso i centri di consumo. In questa prospettiva, l'infrastruttura esistente si configura un elemento abilitante per l'integrazione dei diversi vettori energetici e come leva strategica per rafforzare l'indipendenza energetica del Paese.

Per supportare l'utilizzo dell'idrogeno come vettore decarbonizzato, sarà necessario dotarsi di adeguate infrastrutture, che permettano sia l'utilizzo della produzione nazionale sia l'importazione a completa copertura della domanda. In tale ottica, l'Italian H2 Backbone sarà un progetto in grado di collegare le produzioni nazionali di idrogeno, ubicate al Sud, e ulteriori volumi di importazione provenienti dal Nord Africa con le principali aree di consumo italiane fino ai punti di interconnessione con le reti estere. Il progetto prevede lo sviluppo di una dorsale dell'idrogeno di circa 2,300 km utilizzando prevalentemente (circa 60%) infrastrutture gas esistenti riconvertite al trasporto dell'idrogeno, unitamente a tratti nuovi da realizzare.

La dorsale italiana dell'Idrogeno, oltre a garantire la copertura della domanda domestica, permetterà di contribuire al soddisfacimento della domanda Europea consentendo all'Italia di giocare un ruolo chiave nello sviluppo del mercato dell'idrogeno europeo. Nel contesto dell'European Hydrogen Backbone (EHB), la dorsale italiana sarà integrata nel più ampio SouthH2Corridor, che collegherà Italia, Austria e Germania, rappresentando uno dei cinque corridoi prioritari per rilevanza strategica di approvvigionamento dell'idrogeno riconosciuti a livello europeo.

Per poter decarbonizzare il sistema sarà fondamentale sviluppare una filiera per la gestione di flussi significativi di CO₂, per cattura, trasporto (utilizzo) e stoccaggio, con volumi potenzialmente fino a 70-80 milioni di tonnellate all'anno in Italia (rispetto ad un obiettivo UE totale di 450 Mtpa al 2050³⁵), includendo anche gli usi di processo, altrimenti non decarbonizzabili. Filiera della CO₂ che dovrà inoltre integrarsi con gli altri sistemi internazionali, sia per permettere eventuale importazione, che esportazione verso i vari hub di stoccaggio che si svilupperanno. In questo scenario di evoluzione, gli asset infrastrutturali di trasporto del gas si confermano quindi centrali per il trasporto e lo stoccaggio di molecole, risultando compatibili con scenari di piena decarbonizzazione. Inoltre, la possibilità di riconvertire progressivamente le infrastrutture esistenti per il trasporto di gas decarbonizzati e per la gestione della CO₂ consentirà di ridurre i costi e accelerare l'integrazione dei diversi vettori energetici nel sistema.

In sintesi, la valorizzazione e l'evoluzione dell'infrastruttura gas italiana non rappresentano soltanto una necessità tecnica, ma anche una leva strategica per l'integrazione di diversi vettori, in grado di garantire sicurezza energetica, sostenere la competitività industriale e posizionare l'Italia come gateway energetico europeo. La capacità di preservare una flessibilità tecnologica e di bilanciare le diverse molecole energetiche —come biometano, gas naturale con CCS, idrogeno e derivati— sarà fondamentale per affrontare le incertezze legate al ritmo di sviluppo delle tecnologie e alla loro sostenibilità economica. Questo approccio sarà decisivo per garantire il raggiungimento degli obiettivi climatici, la stabilità del sistema energetico, la competitività del Paese.

35 Fonte <https://eur-lex.europa.eu/legal-content/EN/TXT/PDF/?uri=CELEX:52024DC0062> – “industrial carbon management strategy”, pag 2, par 4

